



Environnement
Canada

Environment
Canada

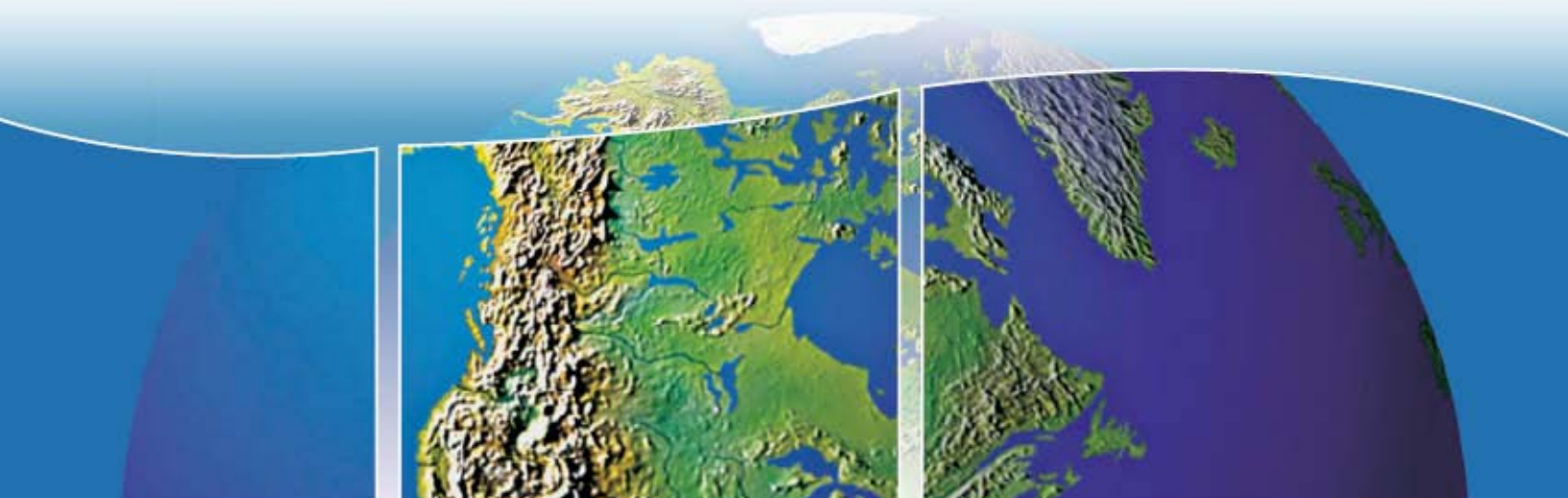
Rapport d'inventaire national

1990-2007

Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada

La proposition canadienne concernant
la Convention-cadre des Nations Unies
sur les changements climatiques

AVRIL 2009



Canada

Catalogage avant publication de Bibliothèque et Archives Canada

Canada

Vedette principale au titre : Rapport d'inventaire national 1990–2007 : sources et puits de gaz à effet de serre au Canada

Publ. par : Division des gaz à effet de serre.

Autre édition disponible : National Inventory Report 1990–2007: Greenhouse Gas Sources and Sinks in Canada

Fait suite à : Inventaire canadien des gaz à effet de serre.

Ce document est disponible sur le site Web d'Environnement Canada à www.ec.gc.ca/ges.

ISSN : 1706-3353

ISBN : 978-1-100-12999-0

Cat. No. : En81-4/2007E-PDF

1. Gaz à effet de serre—Canada—Mesure—Périodiques
 2. Méthane—Aspect de l'environnement—Canada—Périodiques
 3. Oxyde azoteux—Aspect de l'environnement—Canada—Périodiques
 4. Gaz carbonique—Aspect de l'environnement—Canada—Périodiques
 5. Pollution—Canada—Mesure—Périodiques
- I. Canada. Environnement Canada.
II. Canada. Division des gaz à effet de serre.
III. Titre.
IV. Titre : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada.

TD885.5

363.738'74'097105

C2007-980264-5

Remerciements

La Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada remercie les nombreuses personnes et organisations qui ont participé à la préparation du Rapport d'inventaire national. Bien que la liste de tous les chercheurs, fonctionnaires et conseillers qui ont apporté une aide technique soit trop longue pour être présentée ici, la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada tient à souligner le travail des auteurs, des collaborateurs et des réviseurs qui ont contribué à améliorer le rapport de cette année.

Parmi les auteurs et les réviseurs du *Rapport d'inventaire national : Sources et puits de gaz à effet de serre au Canada de 1990 à 2007*, on compte les personnes suivantes :

Résumé

Afshin Matin, Frank Neitzert, Steven Smyth.

Chapitre 1 : Introduction

Dominique Blain, Lo Chiang Cheng, Nicole Folliet, Afshin Matin, Jackie Mercer, Frank Neitzert, Lindsay Pratt, Duane Smith, Victor Wong.

Chapitre 2 : Tendances des émissions de gaz à effet de serre de 1990 à 2007

Alice Au, Warren Baker, Pascal Bellavance, Dominique Blain, Chia Ha, Jason Hickey, Chang Liang, Afshin Matin, Scott McKibbin, Frank Neitzert, Craig Palmer, Rock Radovan, Steven Smyth.

Chapitre 3 : Énergie (secteur 1 du CUPR)

Warren Baker, Pascal Bellavance, Chia Ha, Jason Hickey, Scott McKibbin, Frank Neitzert, Rock Radovan, Steven Smyth.

Chapitre 4 : Procédés industriels (secteur 2 du CUPR)

Mohamed Abdul, Alice Au, Afshin Matin, Maryse Pagé, Amy Shen.

Chapitre 5 : Utilisation de solvants et d'autres produits (secteur 3 du CUPR)

Alice Au, Afshin Matin.

Chapitre 6 : – Agriculture (secteur 4 du CUPR)

Dominique Blain, Chang Liang.

Chapitre 7 : Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (secteur 5 du CUPR)

Dominique Blain, Chang Liang, Mark McGovern, Ana Morales.

Chapitre 8 : Déchets (secteur 6 du CUPR)

Afshin Matin, Craig Palmer, Syed Wasay.

Chapitre 9 : Recalculs et améliorations

Pascal Bellavance, Dominique Blain, Nicole Folliet, Chia Ha, Afshin Matin, Frank Neitzert, Duane Smith.

Annexes

Alice Au (Annexes 3, 5, 7 et 12), Warren Baker (Annexes 3 et 4), Pascal Bellavance (Annexes 2, 5, 8, 10, 11 et 12), Dominique Blain (Annexes 3, 7 et 15), Samantha Dupre (Annexes 8 et 11), Rosanna

REMERCIEMENTS

Esposito (Annexes 1, 8 et 11), Nicole Folliet (Annexes 1, 6, 7, 8, 11, 14 et 15), Chia Ha (Annexes 2, 3, 4, 5, 11 et 12), Jason Hickey (Annexes 2 et 10), Chang Liang (Annexes 3 et 10), Afshin Matin (Annexes 5, 7 et 10), Mark McGovern (Annexe 3), Scott McKibbin (Annexes 2, 8 et 11), Ana Morales (Annexe 3), Frank Neitzert (Annexes 2, 4, 5, 7, 9, 10, 11 et 13), Maryse Pagé (Annexes 5 et 7), Craig Palmer (Annexes 3, 5 et 7), Lindsay Pratt (Annexe 14), Rock Radovan (Annexes 2, 5, 8, 9, 10, 11 et 12), Duane Smith (Annexes 6, 7, 8 et 11), Steven Smyth (Annexes 3 et 10), Isabelle Tremblay (Annexe 12), Syed Wasay (Annexe 3).

La compilation générale du Rapport d'inventaire national a été gérée par Rosanna Esposito, Isabelle Tremblay et Victor Wong. Ce sont les services de traduction, de courtage et de révision qui ont réalisé et géré la révision et la traduction du rapport, la révision anglaise étant assurée par Heather Ferguson, Maureen Magee et Keltie Purcell, et la révision française, par Hélène Côté. Nous devons à Isabelle Tremblay et à Nicole Folliet la coordination d'ensemble du rapport. Warren Baker, Ana Morales et Chia Ha ont pour leur part assumé la coordination et la compilation des tableaux du Cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR), qui doivent être joints à ce document dans la présentation du Canada à la CCNUCC.

Nous tenons à saluer les efforts de nos collègues de Statistique Canada, en particulier de Gary Smallldridge, Louise Stewart et Peter Greenberg, qui ont contribué à l'analyse et à l'interprétation des données sur l'offre et la demande d'énergie au Canada. Nous soulignons aussi la collaboration de Michael D'Antoni, du ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières, et de Dennis Paradine, du ministère de l'Environnement de la Colombie-Britannique, qui se sont efforcés d'améliorer les données sur l'énergie et les GES de la Colombie-Britannique. Nous sommes reconnaissants aussi à nos collègues fédéraux du Système de surveillance, de comptabilisation et de rapports sur l'Affectation des terres, les changements d'affectation des terres et la foresterie (ATCATF), qui ont fourni des estimations pour les secteurs de l'ATCATF et de l'agriculture. Nous remercions en particulier Céline Boisvenue, Werner Kurz, Don Leckie, Eric Nielson, Graham Stinson et Sally Tinis, du Service canadien des forêts de Ressources naturelles Canada; Marie Boehm, Murray Bentham, Darrel Cerkowniak, Ted Huffman, Brian McConkey, Philippe Rochette, Devon Worth et Ward Smith, d'Agriculture et Agroalimentaire Canada, et Wenjun Chen, du Centre canadien de télédétection. Parmi les nombreuses personnes et organisations qui nous ont apporté leur aide et fourni des renseignements, nous sommes particulièrement redevables aux nombreux membres des divers industries, associations industrielles, cabinets d'ingénieurs-conseils, ministères provinciaux et universités qui nous ont offert une aide précieuse dans le domaine du génie et des sciences.

Commentaires des lecteurs

Si vous avez des commentaires à formuler au sujet de ce rapport, veuillez les faire parvenir à :

Art Jaques, ingénieur
Directeur, Division des gaz à effet de serre

Direction des sciences et de l'évaluation des risques
Environnement Canada
200, boulevard Sacré-Cœur
Gatineau (Québec)
K1A 0H3

Avant-propos

Le Canada a ratifié la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) le 4 décembre 1992 et le Protocole de Kyoto le 17 décembre 2002. Aux termes des décisions 3/CP.1, 9/CP.2 et 3/CP.5 de la CCNUCC, les Parties visées à l'Annexe I sont tenues de déposer leur inventaire national de GES au plus tard le 15 avril de chaque année auprès du Secrétariat de la CCNUCC. De plus, aux termes de la décision 15/CMP.1, les Parties visées à l'Annexe I qui désirent participer pleinement aux mécanismes du Protocole de Kyoto selon les articles 6, 12 et 17 devraient entreprendre la préparation de leur rapport d'inventaire annuel et consigner l'information relative à la quantité d'émissions attribuée, le cas échéant dans le contexte de leur présentation annuelle en vertu du Protocole de Kyoto, un an après la soumission du premier rapport exigé par la décision 13/CMP.1. Le présent document constitue donc le rapport d'inventaire national du Canada au titre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et du Protocole de Kyoto.

Les lignes directrices de présentation des inventaires nationaux de la CCNUCC et du Protocole de Kyoto, auxquelles ont souscrit les participants aux huitième et neuvième Conférences des Parties, prévoient l'intégration du Guide des bonnes pratiques élaboré par le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Ces lignes directrices précisent le mode d'établissement des estimations des émissions et ce qu'il y a lieu d'inclure dans le Rapport d'inventaire annuel. Grâce à ces renseignements complémentaires, le rapport d'inventaire national (RIN) est un outil nettement supérieur qui permet de produire des indicateurs afin de comparer les résultats des Parties en vertu de la CCNUCC et du Protocole de Kyoto. Ces indicateurs engagent les Parties à améliorer, sur une base continue, la qualité des estimations des émissions et des absorptions nationales et régionales. Parmi les secteurs qu'il faut améliorer en priorité, il convient de mentionner à la fois la qualité des données d'entrée et les méthodes qui servent à établir les estimations des émissions et des absorptions. Un certain nombre de secteurs ont enregistré des améliorations depuis quelques années tandis que nous nous employons constamment à améliorer la qualité de l'inventaire. Ces améliorations sont décrites dans le corps du rapport.

De concert avec tout un éventail d'intervenants, Environnement Canada est chargé de préparer l'inventaire national officiel du Canada. Le Rapport d'inventaire national, préparé par les membres de la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada, est conforme aux lignes directrices de présentation des rapports de la CCNUCC régissant les inventaires annuels. Le rapport, qui est la somme de plusieurs années de travail, s'appuie sur les résultats des rapports précédents, publiés en 1992, 1994 et annuellement de 1996 à 2008. Il comprend un certain nombre de changements, notamment les modifications les plus récentes recommandées par une équipe d'experts des Nations Unies qui a révisé à l'automne 2007 le rapport initial du Canada dans le cadre du Protocole de Kyoto. Outre les données d'inventaire, le Rapport d'inventaire national comprend une analyse des récentes tendances enregistrées au chapitre des émissions et des absorptions. Les renseignements sur le système national canadien et le registre national ainsi que les informations exigées au titre des articles 3.3 et 3.4 du Protocole de Kyoto sont maintenant regroupés dans une nouvelle annexe qui a été ajoutée au présent rapport : l'annexe 15 - *Informations supplémentaires requises en vertu de l'article 7.1 du Protocole de Kyoto*.

Afin de renforcer la capacité du Canada à surveiller, rendre compte et vérifier ses émissions de gaz à effet de serre, le 15 mars 2004, le gouvernement du Canada, avec le concours des gouvernements provinciaux et territoriaux, a lancé un système national obligatoire de déclaration des gaz à effet de serre. Le Rapport d'inventaire national de 2009 contient un résumé des données sur les émissions de gaz à effet de serre déclarées par les installations industrielles du Canada pour l'année 2007, ainsi que

AVANT-PROPOS

des hyperliens avec le site d'interrogation sur les émissions de gaz à effet de serre d'Environnement Canada que l'on trouve sur Internet.

Depuis la publication de l'inventaire des émissions de 1990, de plus en plus de gens s'intéressent aux changements climatiques et, en particulier, aux émissions de gaz à effet de serre. Alors que cet intérêt a attisé un certain nombre d'activités de recherche, seul un nombre limité d'entre elles ont cherché à mesurer les émissions et à établir de meilleures estimations à leur sujet. Les inventaires d'émissions seront toujours empreints d'une certaine incertitude, même si les travaux en cours, au Canada comme ailleurs, continueront d'améliorer les estimations et de réduire les incertitudes qui s'y rattachent.

Art Jaques, P. ing.
Avril 2009

Directeur, Division des gaz à effet de serre
Direction des sciences et de l'évaluation des risques
Direction générale des sciences et de la technologie
Environnement Canada

Acronymes, abréviations et unités

AAC	Agriculture et Agroalimentaire Canada (également Association de l'aluminium du Canada)
AAC	Association de l'aluminium du Canada
AAM	accroissement annuel moyen
ACÉ	Association canadienne de l'électricité
ACG	Association canadienne du gaz
ACPP	Association canadienne des producteurs pétroliers
AEUB	Alberta Energy and Utilities Board
AIE	Agence internationale de l'énergie
Al	aluminium
Al ₂ O ₃	alumine
APE	Agence de protection de l'environnement des Etats-Unis (EPA)
API	American Petroleum Institute
AQ	assurance de la qualité
ATCATF	affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie
B ₀	potentiel de production maximale de méthane
BDEEC	Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada
C	carbone
C ₂ F ₆	hexafluorure de carbone
CA	climatisation de l'air
CaCO ₃	carbonate de calcium; calcaire
CaMg(CO ₃) ₂	dolomite (appelé également CaCO ₃ ·MgCO ₃)
CANSIM	principale base de données socioéconomique de Statistique Canada
CaO	chaux; chaux vive; chaux calcinée
CAT	changement d'aménagement des terres
CCMF	Conseil canadien des ministres des forêts
CCNUCC	Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques
CDléger	camion léger à moteur diesel
CDlourd	camion lourd à moteur diesel
C ₂ F ₆	hexafluorure de carbone
CE	coefficient d'émission
CE _{BASE}	coefficient d'émission de base
CENDRES	teneur en cendres des fumiers
CF ₄	tétrafluorure de carbone
CFC	chlorofluorocarbure
CGT	changements dans la gestion des terres
CH ₃ OH	méthanol
CH ₄	méthane
CIEEDAC	Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie
CO	monoxyde de carbone
CO ₂	dioxyde de carbone
COB	carbone organique biodégradable
COD	carbone organique dégradable
COD _F	carbone organique dégradable dissimulé
COS	carbone organique du sol
COV	composé organique volatil
COVNM	composés organiques volatils non méthaniques
C-PLR	carbone stocké dans les produits ligneux récoltés

ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS

CQ	contrôle de la qualité
CSL	culture sans travail du sol
CTI	Classification type des industries
CTS	coefficient de travail au sol
CUPR	Cadre uniformisé de présentation de rapports
DBO	demande biochimique en oxygène
DBO ₅	demande biochimique en oxygène sur cinq jours
DCO	demande chimique en oxygène
DFCE	Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie de Statistique Canada
DGC	désulfuration des gaz de combustion
DJCh	degré-jour de chauffage
DSM	déchets solides municipaux
EB	énergie brute
EC	Environnement Canada
ED	énergie digestible
EEE	équipe d'examen composée d'experts
EFBMPC	Étude de faisabilité du boisement comme mode de piégeage du carbone
EGA	Enquête sur la gestion agroenvironnementale
EN	énergie nette
EPA	Environmental Protection Agency (États-Unis) (APE) (Agence de protection de l'environnement des États-Unis)
Éq.	équivalent
Éq. CO ₂	équivalent CO ₂
ER	émissions des récoltes
ERCB	Energy Resources Conservation Board
EVC	Enquête sur les véhicules au Canada
F _{TRAVAIL}	coefficient de rapport pour le travail du sol
FCM	facteur de conversion du méthane (agriculture)
FCM	facteur de correction du méthane (déchets)
FCTC	forêts converties en terres cultivées
FCTH	forêts converties en terres humides
FEA	four électrique à arc
FMO	fabrication de matériel original
FTA	fraction de la DBO présente dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie
FZPE	forêts converties en zones de peuplement
g	gramme
GES	gaz à effet de serre
Gg	gigagramme
GIEC	Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat
GL	gigalitre
GPL	gaz de pétrole liquéfiés
Gt	gigatonne
GTIS	Global Trade Information Services
H ₂	hydrogène
H ₂ O	eau
ha	hectare
HCFC	hydrochlorofluorocarbure
HCl	acide chlorhydrique
HFC	hydrofluorocarbure
HNO ₃	acide nitrique
IA	inclus ailleurs

IAI	International Aluminium Institute
ICCCR	L'Institut canadien du chauffage, de la climatisation et de la réfrigération
ICPP	Institut canadien des produits pétroliers
IFCan	Inventaire national des forêts du Canada
I/M	inspection et maintenance
IMS	ingestion de matière sèche
INRP	Inventaire national des rejets de polluants
k	constante de production du méthane
K ₂ CO ₃	carbonate de potassium
kg	kilogramme
kha	millier d'hectares
kPa	kilopascal
kt	kilotonne
kWh	kilowattheure
L	litre
L ₀	potentiel de production de méthane
lb	livre
LCPE 1999	<i>Loi canadienne sur la protection de l'environnement, 1999</i>
LGN	liquides du gaz naturel
LTO	décollage et atterrissage
m	mètre
m ³	mètre cube
MBC	modèle du bilan du carbone
MBC-SCF3	modèle du bilan du carbone pour le secteur forestier canadien (troisième version)
MEMGES	modèle des émissions de gaz à effet de serre de sources mobiles
MEMGES07	modèle des émissions de gaz à effet de serre de sources mobiles, version 2007
Mg	magnésium; également mégagramme
MgCO ₃	magnésite; carbonate de magnésium
MgO	magnésie; hydroxyde de magnésium; chaux dolomitique
Mha	million d'hectares
ML	mégalitre
ML	métal lourd
mol	mole
MOM	matière organique morte
MR	méthode de référence
MS	matière sèche
MS	méthode sectorielle
MSI	matière sèche ingérée
Mt	mégatonne
mV	millivolt
MW	mégawatt
N	azote
N ₂	azote gazeux
N ₂ O	oxyde de diazote
Na ₂ CO ₃	carbonate de sodium
Na ₃ AlF ₆	cryolite
N/D	non disponible
NE	non estimé
NH ₃	ammoniac
NH ₄ ⁺	ammonium
NH ₄ NO ₃	nitrate d'ammonium

ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS

NO	monoxyde d'azote
NO ₂	dioxyde d'azote
NO ₃ ⁻	nitrate
NO _x	oxydes d'azote
NOC	Nitrous Oxide of Canada
O ₂	oxygène
OCDE	Organisation de coopération et de développement économiques
OMM	Organisation météorologique mondiale
ONE	Office national de l'énergie
ONU	Organisation des Nations unies
P/EP	précipitations/évapotranspiration potentielle
PCA	principaux contaminants atmosphériques
PCB	pouvoir calorifique brut
PCI	pouvoir calorifique inférieur
PCN	pouvoir calorifique net
PCS	pouvoir calorifique supérieur
PDGES	Programme de déclaration des gaz à effet de serre
PFC	perfluorocarbure
PFC	poussières des fours à ciment
PGA	pétrole et gaz naturel en amont
PIB	produit intérieur brut
PJ	pétajoule
PLR	produit ligneux récolté
PNBV	poids nominal brut du véhicule
POP	polluant organique persistant
ppb	partie par milliard
ppbv	partie par milliard en volume
PPC	pédo-paysages du Canada
ppm	partie par million
PPR	produit pétrolier raffiné
PRP	potentiel de réchauffement planétaire
PTDE	production, transport et distribution d'électricité
RCNS	réduction catalytique non sélective
RCS	réduction catalytique « sélective »
RCT	régime de culture et travail du sol
RIN	Rapport d'inventaire national
RIT	Relevé international des transactions
RMV	reformage du méthane à la vapeur
RNCan	Ressources naturelles Canada
SACO	substance appauvrissant la couche d'ozone
SB/VPL	sables bitumineux et valorisation du pétrole lourd
SCIAN	Système de classification des industries de l'Amérique du Nord
SCF	Service canadien des forêts
SF ₆	hexafluorure de soufre
SGF	facteur de distribution du système de gestion des fumiers
SGF	système de gestion des fumiers
SGH	Søderberg à goujon horizontal
SGV	Søderberg à goujon vertical
SIG	système d'information géographique
SISCan	système d'information sur les sols du Canada
SNSCPR	système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports

SO	sans objet
SO ₂	dioxyde de soufre
SO _x	oxydes de soufre
SSCR	Système de surveillance, de comptabilisation et de rapports
SUPAC	Section de l'utilisation des produits et de l'application des contrôles
SV	solides volatils
t	tonne
TI	travail du sol intensif
TJ	térajoule
t-km	tonne-kilomètre
TPCC	taux pondéré de consommation de carburant
TRS	travail réduit du sol
TSC	travail du sol classique
TWh	térawattheure
UE	Union européenne
VDléger	véhicule léger à moteur diesel
VDlourd	véhicule lourd à moteur diesel
VEléger	véhicule léger à essence
VELourd	véhicule lourd à essence
VKP	véhicule-kilomètre parcouru
VTT	véhicule tout-terrain
VUS	véhicule utilitaire sport

Table des matières

REMERCIEMENTS	iii
AVANT-PROPOS	v
ACRONYMES, ABRÉVIATIONS ET UNITÉS	vi
LISTE DES TABLEAUX	xx
LISTE DES FIGURES	xxvi
SOMMAIRE	1
ES.1 Inventaires des gaz à effet de serre et changements climatiques.....	1
<i>ES.1.1 Élaboration de l'inventaire canadien des gaz à effet de serre</i>	2
ES.2 Résumé des tendances nationales des émissions et des absorptions des gaz à effet de serre	3
ES.3 Estimations et tendances des émissions et des absorptions.....	7
<i>ES.3.1 Émissions et absorptions en 2006</i>	7
<i>ES.3.2 Tendances sectorielles</i>	9
ES.4 Autres données.....	14
<i>ES.4.1 Émissions liées aux exportations de pétrole et de gaz naturel</i>	14
<i>ES.4.2 Émissions de gaz à effet de serre des provinces et des territoires</i>	16
<i>ES.4.3 Contexte international</i>	17
1 INTRODUCTION	18
1.1 Inventaires de GES et changements climatiques.....	18
<i>1.1.1 CO₂</i>	19
<i>1.1.2 CH₄</i>	20
<i>1.1.3 N₂O</i>	21
<i>1.1.4 HFC, PFC et SF₆</i>	22
<i>1.1.5 Les GES et l'utilisation du PRP</i>	22
<i>1.1.6 Contribution du Canada</i>	23
1.2 Dispositions d'ordre institutionnel prises pour l'établissement des inventaires.....	25
<i>1.2.1 Le système d'inventaire national</i>	25
<i>1.2.2 Dispositions institutionnelles</i>	25
1.3 Modalités de préparation de l'inventaire.....	28
1.4 Méthodologies et sources de données	28
<i>1.4.1 Système de déclaration obligatoire des GES</i>	31
1.5 Catégories clés	33
1.6 AQ/CQ	34
1.7 Degré d'incertitude.....	35
1.8 Évaluation de l'exhaustivité.....	36
2 TENDANCES DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE, DE 1990 À 2006	38
2.1 Sommaire des tendances	38
2.2 Tendances des émissions par gaz.....	38
2.3 Tendances des émissions par catégorie.....	38
<i>2.3.1 Secteur de l'énergie</i>	38
<i>2.3.2 Secteur des procédés industriels</i>	48
<i>2.3.3 Secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits</i>	50
<i>2.3.4 Secteur de l'agriculture</i>	51
<i>2.3.5 Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie</i>	52
<i>2.3.6 Secteur des déchets</i>	54
2.4 Tendances des émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols	56
3 ÉNERGIE (SECTEUR 1 DU CUPR)	57

3.1	Aperçu.....	57
3.2	Combustion de combustibles (catégorie 1.A du CUPR).....	57
3.2.1	<i>Industries énergétiques (catégorie 1.A.1 du CUPR).....</i>	59
3.2.2	<i>Industries manufacturières et construction (catégorie 1.A.2 du CUPR).....</i>	63
3.2.3	<i>Transports (catégorie 1.A.3 du CUPR).....</i>	66
3.2.3.1	Description de la catégorie de source	
3.2.3.2	Questions de méthodologie	
3.2.3.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
3.2.3.4	AQ/CQ et vérification	
3.2.3.5	Recalculs	
3.2.3.6	Améliorations prévues	
3.2.4	<i>Autres secteurs (catégorie 1.A.4 du CUPR).....</i>	71
3.2.4.1	Description de la catégorie de source	
3.2.4.2	Questions de méthodologie	
3.2.4.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
3.2.4.4	AQ/CQ et vérification	
3.2.4.5	Recalculs	
3.2.4.6	Améliorations prévues	
3.2.5	<i>Autres : Énergie - combustion de combustibles (catégorie 1.A.5 du CUPR).....</i>	73
3.3	Émissions fugitives (catégorie 1.B du CUPR).....	73
3.3.1	<i>Combustibles solides (catégorie 1.B.1 du CUPR).....</i>	74
3.3.1.1	Description de la catégorie de source	
3.3.1.2	Questions de méthodologie	
3.3.1.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
3.3.1.4	AQ/CQ et vérification	
3.3.1.5	Recalculs	
3.3.1.6	Améliorations prévues	
3.3.2	<i>Pétrole et gaz naturel (catégorie 1.B.2 du CUPR).....</i>	75
3.3.2.1	Description de la catégorie de source	
3.3.2.2	Questions de méthodologie	
3.3.2.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
3.3.2.4	AQ/CQ et vérification	
3.3.2.5	Recalculs	
3.3.2.6	Améliorations prévues	
3.4	Postes pour mémoire (catégorie 1.C du CUPR).....	82
3.4.1	<i>Combustibles de soute internationaux (catégorie 1.C.1 du CUPR).....</i>	82
3.4.1.1	Transport aérien (catégorie 1.C.1.A du CUPR)	
3.4.1.2	Transport maritime (catégorie 1.C.1.B du CUPR)	
3.4.2	<i>Émissions de CO₂ attribuables à la biomasse.....</i>	83
3.4.2.1	Bois de chauffage résidentiel	
3.4.2.2	Déchets ligneux industriels	
3.4.2.3	Éthanol-carburant	
3.5	Autres questions.....	85
3.5.1	<i>Comparaison entre la méthode sectorielle et la méthode de référence.....</i>	85
3.5.2	<i>Matières premières et utilisation des combustibles à des fins non énergétiques.....</i>	86
3.5.3	<i>Captage et stockage du CO₂.....</i>	86
3.5.4	<i>Questions propres au Canada -- Émissions liées à l'exportation des combustibles fossiles.....</i>	87
4	PROCÉDÉS INDUSTRIELS (SECTEUR 2 DU CUPR).....	88
4.1	Aperçu.....	88
4.2	Production de ciment (catégorie 2.A.1 du CUPR).....	90
4.2.1	<i>Description de la catégorie de source.....</i>	90
4.2.2	<i>Questions de méthodologie.....</i>	91
4.2.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....</i>	91
4.2.4	<i>AQ/CQ et vérification par catégorie.....</i>	92
4.2.5	<i>Recalculs par catégorie.....</i>	92
4.2.6	<i>Améliorations prévues par catégorie.....</i>	92
4.3	Production de chaux (catégorie 2.A.2 du CUPR).....	92
4.3.1	<i>Description de la catégorie de source.....</i>	92

TABLE DES MATIÈRES

4.3.2	Questions de méthodologie.....	93
4.3.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	93
4.3.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	93
4.3.5	Recalculs par catégorie.....	93
4.3.6	Améliorations prévues par catégorie.....	94
4.4	Utilisation de calcaire et de dolomite (catégorie 2.A.3 du CUPR).....	94
4.4.1	Description de la catégorie de source	94
4.4.2	Questions de méthodologie.....	94
4.4.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	95
4.4.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	95
4.4.5	Recalculs par catégorie.....	95
4.4.6	Améliorations prévues par catégorie.....	95
4.5	Production et utilisation de carbonate de sodium (catégorie 2.A.4 du CUPR).....	95
4.5.1	Description de la catégorie de source	95
4.5.2	Questions de méthodologie.....	96
4.5.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	96
4.5.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	96
4.5.5	Recalculs par catégorie.....	97
4.5.6	Améliorations prévues par catégorie.....	97
4.6	Utilisation de la magnésite (catégorie 2.A.7.2 du CUPR).....	97
4.6.1	Description de la catégorie de source	97
4.6.2	Questions de méthodologie.....	97
4.6.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	98
4.6.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	98
4.6.5	Recalculs par catégorie.....	98
4.6.6	Améliorations prévues par catégorie.....	98
4.7	Production d'ammoniac (catégorie 2.B.1 du CUPR).....	98
4.7.1	Description de la catégorie de source	98
4.7.2	Questions de méthodologie.....	99
4.7.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	100
4.7.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	100
4.7.5	Recalculs par catégorie.....	100
4.7.6	Améliorations prévues par catégorie.....	100
4.8	Production d'acide nitrique (catégorie 2.B.2 du CUPR).....	100
4.8.1	Description de la catégorie de source	100
4.8.2	Questions de méthodologie.....	101
4.8.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	103
4.8.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	103
4.8.5	Recalculs par catégorie.....	103
4.8.6	Améliorations prévues par catégorie.....	103
4.9	Production d'acide adipique (catégorie 2.B.3 du CUPR).....	103
4.9.1	Description de la catégorie de source	103
4.9.2	Questions de méthodologie.....	104
4.9.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	105
4.9.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	105
4.9.5	Recalculs par catégorie.....	105
4.9.6	Améliorations prévues par catégorie.....	105
4.10	Sidérurgie (catégorie 2.C.1 du CUPR).....	105
4.10.1	Description de la catégorie de source	105
4.10.2	Questions de méthodologie.....	106
4.10.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	107
4.10.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	108
4.10.5	Recalculs par catégorie.....	108
4.10.6	Améliorations prévues par catégorie.....	108
4.11	Production d'aluminium (catégorie 2.C.3 du CUPR).....	108
4.11.1	Description de la catégorie de source	108

4.11.2	Questions de méthodologie.....	109
4.11.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	114
4.11.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	114
4.11.5	Recalculs par catégorie.....	114
4.11.6	Améliorations prévues par catégorie.....	114
4.12	Production et moulage de magnésium (catégories 2.C.4 et 2.C.5 du CUPR)	115
4.12.1	Description de la catégorie de source	115
4.12.2	Questions de méthodologie.....	115
4.12.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	116
4.12.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	117
4.12.5	Recalculs par catégorie.....	117
4.12.6	Améliorations prévues par catégorie.....	117
4.13	Production d'halocarbures (catégorie 2.E du CUPR).....	117
4.13.1	Description de la catégorie de source	117
4.13.2	Questions de méthodologie.....	118
4.13.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	118
4.13.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	118
4.13.5	Recalculs par catégorie.....	118
4.13.6	Améliorations prévues par catégorie.....	118
4.14	Consommation d'halocarbures (catégorie 2.F du CUPR).....	118
4.14.1	Questions de méthodologie.....	119
4.14.2	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	126
4.14.3	AQ/CQ et vérification par catégorie	126
4.14.4	Recalculs par catégorie.....	126
4.14.5	Améliorations prévues par catégorie.....	127
4.15	Production et consommation de SF ₆ (catégories 2.E et 2.F du CUPR).....	127
4.15.1	Description de la catégorie de source	127
4.15.2	Questions de méthodologie.....	127
4.15.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	128
4.15.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	129
4.15.5	Recalculs par catégorie.....	129
4.15.6	Améliorations prévues par catégorie.....	129
4.16	Autres procédés et procédés indifférenciés (catégorie 2.G du CUPR).....	129
4.16.1	Description de la catégorie de source	129
4.16.2	Questions de méthodologie.....	129
4.16.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	130
4.16.4	AQ/CQ et vérification par catégorie	130
4.16.5	Recalculs par catégorie.....	130
4.16.6	Améliorations prévues par catégorie.....	130
5	UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS (SECTEUR 3 DU CUPR).....	131
5.1	Aperçu.....	131
5.1.1	Description de la catégorie de source	132
5.1.2	Questions de méthodologie.....	132
5.1.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	133
5.1.4	AQ/CQ et vérification.....	133
5.1.5	Recalculs.....	134
5.1.6	Améliorations prévues	134
6	AGRICULTURE (SECTEUR 4 DU CUPR).....	135
6.1	Aperçu.....	135
6.2	Fermentation entérique (catégorie 4.A du CUPR)	136
6.2.1	Description de la catégorie de source	136
6.2.2	Questions de méthodologie.....	136
6.2.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique.....	137
6.2.4	AQ/CQ et vérification.....	138

TABLE DES MATIÈRES

6.2.5	Recalculs.....	138
6.2.6	Améliorations prévues	138
6.3	Gestion des fumiers (catégorie 4.B du CUPR).....	139
6.3.1	Émissions de CH ₄ imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B.a du CUPR).....	139
6.3.1.1	Description de la catégorie de source	
6.3.1.2	Questions de méthodologie	
6.3.1.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
6.3.1.4	AQ/CQ et vérification	
6.3.1.5	Recalculs	
6.3.1.6	Améliorations prévues	
6.3.2	Émissions de N ₂ O imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B (b) du CUPR)	140
6.3.2.1	Description de la catégorie de source	
6.3.2.2	Questions de méthodologie	
6.3.2.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
6.3.2.4	AQ/CQ et vérification	
6.3.2.5	Recalculs	
6.3.2.6	Améliorations prévues	
6.4	Émissions de N ₂ O des sols agricoles (catégorie 4.D du CUPR)	142
6.4.1	Émissions directes de N ₂ O des sols (catégorie 4.D.1 du CUPR).....	142
6.4.1.1	Engrais azotés synthétiques	
6.4.1.2	Fumier épandu comme engrais	
6.4.1.3	Fixation de l'azote biologique	
6.4.1.4	Décomposition des résidus de récolte	
6.4.1.5	Travail des sols organiques	
6.4.1.6	Changement dans les émissions ou les absorptions de N ₂ O par suite de l'adoption de méthodes de culture sans labour et avec travail réduit du sol	
6.4.1.7	Émissions de N ₂ O imputables aux jachères	
6.4.1.8	Émissions de N ₂ O dues à l'irrigation	
6.4.2	Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos (catégorie 4.D.2 du CUPR)	149
6.4.2.1	Description de la catégorie de source	
6.4.2.2	Questions de méthodologie	
6.4.2.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
6.4.2.4	AQ/CQ et vérification	
6.4.2.5	Recalculs	
6.4.2.6	Améliorations prévues	
6.4.3	Émissions indirectes de N ₂ O des sols (catégorie 4.D.3 du CUPR).....	150
6.4.3.1	Volatilisation et redépôt d'azote	
6.4.3.2	Lessivage, érosion et ruissellement	
7	AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5 DU CUPR).....	153
7.1	Aperçu.....	153
7.2	Définition des catégories de terres et représentation des terres aménagées	154
7.3	Terres forestières.....	157
7.3.1	Terres forestières dont la vocation n'a pas changé.....	158
7.3.1.1	Description de la catégorie de source	
7.3.1.2	Questions de méthodologie	
7.3.1.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
7.3.1.4	AQ/CQ et vérification	
7.3.1.5	Recalculs	
7.3.1.6	Améliorations prévues	
7.3.2	Terres converties en terres forestières.....	161
7.3.2.1	Description de la catégorie de source	
7.3.2.2	Questions de méthodologie	
7.3.2.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
7.3.2.4	AQ/CQ et vérification	
7.3.2.5	Recalculs	
7.3.2.6	Améliorations prévues	
7.4	Terres cultivées	162

7.4.1	<i>Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé</i>	163
7.4.1.1	Émissions et absorptions de CO ₂ dans les sols minéraux	
7.4.1.2	Émissions CO ₂ imputables à l'application de chaux agricole	
7.4.1.3	Émissions de CO ₂ résultant du travail des sols organiques	
7.4.1.4	Émissions et absorptions de CO ₂ par la biomasse ligneuse	
7.4.2	<i>Terres converties en terres cultivées</i>	170
7.4.2.1	Terres forestières converties en terres cultivées	
7.4.2.2	Prairies converties en terres cultivées	
7.5	Pâturages	173
7.6	Terres humides	173
7.6.1	<i>Tourbières aménagées</i>	174
7.6.1.1	Description de la catégorie de source	
7.6.1.2	Questions de méthodologie	
7.6.1.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
7.6.1.4	AQ/CQ et vérification	
7.6.2	<i>Terres submergées (réservoirs)</i>	175
7.6.2.1	Questions de méthodologie	
7.6.2.2	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
7.6.2.3	AQ/CQ et vérification	
7.6.2.4	Améliorations prévues	
7.7	Peuplements	177
7.7.1	<i>Zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé</i>	177
7.7.2	<i>Terres converties en zones de peuplement</i>	178
7.7.2.1	Description de la catégorie de source	
7.7.2.2	Questions de méthodologie	
7.7.2.3	Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique	
7.7.2.4	AQ/CQ et vérification	
7.8	Conversion des forêts.....	179
7.8.1	<i>Questions de méthodologie</i>	179
7.8.2	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	180
7.8.3	<i>AQ/CQ et vérification</i>	180
7.8.4	<i>Recalculs</i>	181
7.8.5	<i>Améliorations prévues</i>	181
8	DÉCHETS (SECTEUR 6 DU CUPR)	182
8.1	Aperçu.....	182
8.2	Enfouissement des déchets solides dans le sol (catégorie 6.A du CUPR).....	183
8.2.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	183
8.2.2	<i>Questions de méthodologie</i>	184
8.2.2.1	Production de CH ₄	
8.2.2.2	Gaz d'enfouissement captés	
8.2.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	189
8.2.4	<i>AQ/CQ et vérification</i>	190
8.2.5	<i>Recalculs</i>	190
8.2.6	<i>Améliorations prévues</i>	190
8.3	Traitement des eaux usées (catégorie 6.B du CUPR).....	190
8.3.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	190
8.3.2	<i>Questions de méthodologie</i>	191
8.3.2.1	Émissions de CH ₄	
8.3.2.2	Émissions de N ₂ O	
8.3.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	192
8.3.4	<i>AQ/CQ et vérification</i>	193
8.3.5	<i>Recalculs</i>	193
8.3.6	<i>Améliorations prévues</i>	193
8.4	Incinération des déchets (catégorie 6.C du CUPR)	193
8.4.1	<i>Description de la catégorie de source</i>	193
8.4.1.1	Incinération des DSM	
8.4.1.2	Incinération des boues d'épuration	

TABLE DES MATIÈRES

8.4.2	<i>Questions de méthodologie</i>	194
8.4.2.1	Émissions de CO ₂	
8.4.2.2	Émissions de N ₂ O et de CH ₄	
8.4.3	<i>Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique</i>	195
8.4.4	<i>AQ/CQ et vérification</i>	196
8.4.5	<i>Recalculs</i>	196
8.4.6	<i>Améliorations prévues</i>	196
9	RECALCULS ET AMÉLIORATIONS	197
9.1	Explications et justification des recalculs (rapport de 2008).....	199
9.1.1	<i>Répercussions sur les niveaux d'émissions</i>	200
9.1.2	<i>Répercussions sur les tendances des émissions</i>	201
9.2	Recalculs - Secteur de l'énergie.....	201
9.2.1	<i>Combustion fixe de combustibles fossiles</i>	201
9.2.2	<i>Transport</i>	202
9.2.3	<i>Sources fugitives</i>	203
9.3	Recalculs - Secteur des procédés industriels.....	204
9.4	Recalculs - Secteur de l'utilisation des solvants et d'autres produits.....	206
9.5	Recalculs - Secteur de l'agriculture.....	206
	<i>Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos</i>	209
9.5.1	<i>Recalculs transversaux</i>	
9.5.2	<i>Fermentation entérique</i>	
9.5.3	<i>Gestion des fumiers</i>	
9.5.4	<i>Émissions directes de N₂O libéré par les sols agricoles</i>	
9.5.5	<i>Émissions indirectes de N₂O des sols</i>	
9.6	Recalculs - Secteur affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie.....	210
9.6.1	<i>Terres forestières dont la vocation n'a pas changé</i>	211
9.6.2	<i>Terres cultivées</i>	214
9.6.3	<i>Terres humides</i>	214
9.6.4	<i>Conversion des sols forestiers</i>	215
9.7	Recalculs - Secteur des déchets.....	216
9.8	Améliorations prévues.....	216
9.8.1	<i>Système national</i>	217
9.8.2	<i>Registre national</i>	217
9.8.3	<i>Production obligatoire de rapport pour les installations</i>	217
9.8.4	<i>Assurance de la qualité/contrôle de la qualité</i>	217
9.8.5	<i>Incertitudes</i>	218
9.8.6	<i>Catégories clés</i>	218
9.8.7	<i>Secteur de l'énergie</i>	218
9.8.7.1	Combustion fixe de combustibles fossiles	
9.8.7.2	Transport	
9.8.8	<i>Secteur des procédés industriels</i>	218
9.8.9	<i>Secteur de l'agriculture</i>	219
9.8.10	<i>Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie</i>	219
9.8.11	<i>Secteur des déchets</i>	219
	RÉFÉRENCES	220
	ANNEXE 1 CATÉGORIES CLÉS	239
A1.1	Catégories clés - méthodologie.....	239
A1.1.1	<i>Évaluation sommaire</i>	242
A1.2	Tableaux des catégories clés.....	244
A1.2.1	<i>Évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF</i>	244
A1.2.2	<i>Évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF</i>	248
A1.2.3	<i>Évaluation qualitative</i>	251
	<i>Références</i>	254

ANNEXE 2	MÉTHODOLOGIE ET DONNÉES EMPLOYÉES POUR ESTIMER LES ÉMISSIONS DUES À LA COMBUSTION DE COMBUSTIBLES FOSSILES	255
A2.1	Méthodologie	255
A2.2	Données sur les activités -- Statistique Canada	256
A2.3	Coefficients d'émission des modèles de combustion	257
A2.3.1	<i>Coefficients d'émission pour le CO₂</i>	257
A2.3.2	<i>Coefficients d'émission pour les GES autres que le CO₂</i>	258
A2.3.3	<i>Biomasse</i>	258
A2.4	Méthodologie pour la combustion fixe et les transports	258
A2.4.1	<i>Combustion par les sources fixes</i>	258
A2.4.2	<i>Transports (catégorie 1.A.3 du CUPR)</i>	280
	Références	286
ANNEXE 3	AUTRES MÉTHODOLOGIES.....	288
A3.1	Méthodologie pour les émissions fugitives attribuables à la production, à la transformation, au transport et à la distribution de combustibles fossiles	288
A3.1.1	<i>Combustibles solides</i>	288
A3.1.2	<i>Pétrole et gaz naturel</i>	290
A3.2	Méthodologie pour les procédés industriels	303
A3.2.1	<i>Émissions de CO₂ attribuables à d'autres procédés industriels ou à des procédés indifférenciés</i>	303
A3.2.2	<i>Émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac</i>	305
A3.3	Méthodologie pour le secteur agricole	307
A3.3.1	<i>Sources de données sur les populations animales</i>	307
A3.3.2	<i>Caractérisation du bétail</i>	308
A3.3.3	<i>Émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique</i>	313
A3.3.4	<i>Émissions de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers</i>	314
A3.3.5	<i>Émissions d'oxyde de diazote (N₂O) attribuables à la gestion des fumiers</i>	321
A3.3.6	<i>Émissions d'oxyde de diazote (N₂O) des sols agricoles</i>	323
A3.4	Méthodologie relative à l'affectation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie	336
A3.4.1	<i>Cadre spatial d'établissement des estimations et de rapprochement des secteurs dans le secteur ATCATF</i>	337
A3.4.2	<i>Terres forestières et changement d'affectation des terres d'ordre forestier</i>	339
A3.4.3	<i>Terres cultivées</i>	355
A3.4.4	<i>Pâturages</i>	376
A3.4.5	<i>Terres humides</i>	377
A3.4.6	<i>Peuplements</i>	384
A3.4.7	<i>Estimation des émissions différées de CO₂ des produits ligneux récoltés (PLR)</i>	387
A3.5	Méthodologie pour les déchets	388
A3.5.1	<i>Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol</i>	388
A3.5.2	<i>Émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées</i>	405
A3.5.3	<i>Émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées</i>	410
A3.5.4	<i>Émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des déchets municipaux</i>	411
A3.5.5	<i>Émissions de N₂O attribuables à l'incinération des déchets</i>	415
A3.5.6	<i>Émissions de CH₄ attribuables à l'incinération des déchets</i>	416
	Références	417
ANNEXE 4	COMPARAISON ENTRE LA MÉTHODE SECTORIELLE ET LA MÉTHODE DE RÉFÉRENCE	436
A4.1	Comparaison entre la méthode de référence et la méthode sectorielle	436
A4.2	Méthodologie relative à la méthode de référence	437
A4.3	Bilan énergétique national	439
	Références	442

ANNEXE 5 ÉVALUATION DE L'EXHAUSTIVITÉ DE L'INVENTAIRE	443
A5.1 Énergie	443
A5.1.1 Émissions attribuables à la combustion des combustibles résiduaire	443
A5.1.2 Utilisation de combustibles - Transports	443
A5.2 Procédés industriels	443
A5.2.1 Produits minéraux	443
A5.2.2 Production chimique	444
A5.2.3 Production de métal	444
A5.2.4 Production et consommation d'halocarbures et de SF6	444
A5.2.5 Autres procédés ou procédés indifférenciés	444
A5.3 Utilisation des solvants et d'autres produits	444
A5.4 Agriculture	445
A5.4.1 Fermentation entérique et gestion des fumiers	445
A5.4.2 Combustion de résidus	445
A5.4.3 Riziculture	445
A5.5 Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie	445
A5.5.1 Terres forestières	445
A5.5.2 Terres cultivées	445
A5.5.3 Pâturages	446
A5.5.4 Terres humides	446
A5.5.5 Peuplements	446
A5.6 Déchets	446
A5.6.1 Les décharges non gérées	446
A5.6.2 Eaux usées domestiques et commerciales	447
A5.6.3 Eaux usées industrielles	447
A5.6.4 Incinération des déchets	447
Références	448
ANNEXE 6 ASSURANCE ET CONTRÔLE DE LA QUALITÉ	449
A6.1 Caractéristiques du plan d'AQ/CQ de l'inventaire national	449
A6.2 Processus de production de l'inventaire annuel	450
A6.3 Procédés de CQ	451
A6.3.1 Niveau 1 CQ	451
A6.3.2 Niveau 2 CQ	451
A6.4 Procédés AQ	452
A6.5 Vérification	452
A6.6 Principales réalisations en matière d'AQ/CQ pour le rapport de 2008	452
Références	453
ANNEXE 7 INCERTITUDES	454
A7.1 Introduction	454
A7.2 Incertitude générale de l'inventaire de 2001 (déclaré dans le RIN de 2003)	454
A7.3 Portée de l'étude de l'incertitude de 2004-2005	455
A7.3.1 Concepts généraux	455
A7.3.2 Données d'entrée du modèle de calcul de l'incertitude	456
A7.3.3 Niveau d'agrégation adopté pour l'analyse de l'incertitude	457
A7.3.4 Analyse de sensibilité	457
A7.4 Sommaire des incertitudes sectorielles	458
A7.4.1 Énergie	468
A7.4.2 Procédés industriels	469
A7.4.3 Utilisation des solvants et d'autres produits	470
A7.4.4 Agriculture	471
A7.4.5 Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie	471
A7.4.6 Déchets	471
Références	472

ANNEXE 8	TABLEAU DES ÉMISSIONS DE GAZ À EFFET DE SERRE POUR LE CANADA, DE 1990 à 2006.....	474
ANNEXE 9	TABLEAUX SUR L'INTENSITÉ DES ÉMISSIONS DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ	493
A9.1	Méthodologie et limites.....	493
A9.2	Tendances nationales	494
A9.3	Discussion sectorielle.....	496
A9.4	Étude des régions	499
A9.5	Intensité des émissions de GES.....	501
	<i>Références</i>	514
ANNEXE 10	ANALYSE DES TENDANCES PROVINCIALES ET TERRITORIALES.....	516
A10.1	Terre-Neuve-et-Labrador	518
	A10.1.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	519
	A10.1.2 Changements à court terme (2005--2006).....	519
A10.2	Île-du-Prince-Édouard.....	521
	A10.2.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	522
	A10.2.2 Changements à court terme (2005--2006).....	523
A10.3	Nouvelle-Écosse.....	524
	A10.3.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	525
	A10.3.2 Changements à court terme (2005--2006).....	526
A10.4	Nouveau-Brunswick.....	528
	A10.4.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	529
	A10.4.2 Changements à court terme (2005--2006).....	529
A10.5	Québec	531
	A10.5.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	532
	A10.5.2 Changements à court terme (2005--2006).....	533
A10.6	Ontario	535
	A10.6.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	536
	A10.6.2 Changements à court terme (2005--2006).....	536
A10.7	Manitoba	539
	A10.7.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	540
	A10.7.2 Changements à court terme (2005--2006).....	540
A10.8	Saskatchewan.....	542
	A10.8.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	543
	A10.8.2 Changements à court terme (2005--2006).....	544
A10.9	Alberta.....	546
	A10.9.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	547
	A10.9.2 Changements à court terme (2005--2006).....	548
A10.10	Colombie-Britannique.....	550
	A10.10.1 Tendances à long terme (1990-2005).....	551
	A10.10.2 Changements à court terme (2005--2006).....	552
A10.11	Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut.....	554
	<i>Références</i>	558
ANNEXE 11	TABLEAUX DES ÉMISSIONS PROVINCIALES ET TERRITORIALES DE GAZ À EFFET DE SERRE, 1990-2006.....	562
ANNEXE 12	COEFFICIENTS D'ÉMISSION	591
A12.1	Combustion de combustibles	591
	A12.1.1 Gaz naturel et liquides de gaz naturel.....	591
	A12.1.2 Produits pétroliers raffinés.....	592
	A12.1.3 Charbons et produits du charbon	594
	A12.1.4 Combustion mobile.....	597
A12.2	Coefficients d'émissions fugitives : exploitation du charbon.....	599
A12.3	Procédés industriels.....	599

TABLE DES MATIÈRES

<i>A12.3.1</i> Industries des minéraux, des produits chimiques et des métaux.....	599
<i>A12.3.2</i> Consommation d'halocarbures.....	600
<i>A12.3.3</i> Autres procédés ou procédés indifférenciés	602
A12.4 Utilisation des solvants et d'autres produits.....	603
A12.5 Agriculture	603
A12.6 Combustion de la biomasse.....	605
<i>A12.6.1</i> CO ₂	605
<i>A12.6.2</i> CH ₄	606
<i>A12.6.3</i> N ₂ O.....	606
<i>Références</i>	607
ANNEXE 13 PROTOCOLE D'ARRONDISSEMENT	610
<i>Références</i>	613
ANNEXE 14 OZONE ET PRÉCURSEURS D'AÉROSOLS	614

Liste des tableaux

Tableau S-1 : Émissions canadiennes de GES et variables connexes, de 1990 à 2006.....	5
Tableau S-2 : Émissions canadiennes de GES, par gaz et par secteur, en 2006.....	8
Tableau S-3 : Émissions canadiennes de GES, par secteur, de 1990 à 2006	12
Tableau S-4 : Pétrole brut : production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006.....	15
Tableau S-5 : Gaz naturel - Production, exportation et tendances des émissions de GES, de 1990 à 2006.....	15
Tableau 1-1 : PRP et durées de vie atmosphérique	22
Tableau 1-2 : Émissions de GES déclarées en 2006 par les installations, par gaz.....	32
Tableau 1-3 : Émissions de GES déclarées en 2006 par les installations, par province/territoire.....	32
Tableau 1-4 : Contribution sectorielle aux émissions déclarées, de 2004 à 2006	33
Tableau 2-1 : Émissions de GES dues au secteur de l'Énergie, par secteur du CUPR de la CCNUCC, de 1990 à 2006	39
Tableau 2-2 : Émissions de GES provenant de la production publique d'électricité et de chaleur, de 1990 à 2006.....	40
Tableau 2-3 : Émissions de GES provenant du raffinage du pétrole, de la fabrication de combustibles solides et d'autres industries énergétiques, de 1990 à 2006.....	41
Tableau 2-4 : Émissions de GES des industries manufacturières, de l'exploitation minière et de la construction, de 1990 à 2006.....	41
Tableau 2-5 : Émissions de GES dues au Transport, de 1990 à 2006	42
Tableau 2-6 : Tendances du parc de véhicules au Canada, de 1990 à 2006.....	43
Tableau 2-7 : Intensité des émissions fugitives de GES de la production pétrolière et gazière par catégories, certaines années	46
Tableau 2-8 : Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, certaines années.....	48
Tableau 2-9 : Émissions de GES du secteur des déchets, certaines années	54
Tableau 3-1 : Émissions de GES par le secteur de l'énergie, certaines années.....	57
Tableau 3-2 : Contribution des industries énergétiques à la production de GES	59
Tableau 3-3 : Contribution des industries manufacturières et de la construction à la production de GES	64
Tableau 3-4 : Contribution des transports à la production de GES	66
Tableau 3-5 : Contribution des autres secteurs à la production de GES	72
Tableau 3-6 : Contribution des émissions fugitives de GES	74
Tableau 3-7 : Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de pétrole.....	80
Tableau 3-8 : Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de gaz naturel	80
Tableau 3-9 : Degré d'incertitude des émissions fugitives du raffinage du pétrole	81
Tableau 3-10 : Émissions de GES dues au transport aérien intérieur et international, de 1990 à 2006.....	82
Tableau 3-11 : Émissions de GES dues au transport maritime intérieur et international, de 1990 à 2006	83
Tableau 3-12 : Éthanol utilisé dans les transports au Canada, 1990-2006	
Tableau 3-13 : Rapprochement de la méthode de référence et de la méthode sectorielle pour le Canada.....	86
Tableau 4-1 : Émissions de GES attribuables au secteur des procédés industriels, certaines années.....	90

LISTE DES TABLEAUX

Tableau 4-2 : Coefficients d'émission typiques de l'industrie de l'acide nitrique	102
Tableau 4-3 : Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO ₂ associées à la consommation d'anodes	110
Tableau 4-4 : Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO ₂ associées à la cuisson d'anodes.....	111
Tableau 4-5 : Coefficients par défaut de pente et de surtension, approche de niveau 2 (IAI, 2006)	113
Tableau 4-6 : Coefficients d'émission pour les PFC.....	113
Tableau 4-7 : Pertes d'assemblage en pourcentage de la quantité chargée (k) pour diverses applications	121
Tableau 4-8 : Taux annuels de fuite (x) pour diverses applications.....	122
Tableau 4-9 : Taux d'émission de PFC	125
Tableau 5-1 : Sommaire des émissions de GES du secteur Utilisation de solvants et autres produits, certaines années	131
Tableau 6-1 : Évolution à court et à long terme des GES dans le secteur de l'agriculture.....	135
Tableau 6-2 : Catégories animales et sources de données sur les cheptels	137
Tableau 7-1 : Estimations des flux nets de GES du secteur ATCATF, certaines années.....	153
Tableau 7-2 : Superficies des terres aménagées (kha) dans le système de comptabilité de 2006 du secteur ATCATF	156
Tableau 7-3 : Bilan des GES des forêts aménagées par zone de déclaration en 2006.....	158
Tableau 7-4 : Émissions et absorptions, pour l'année de référence et des années récentes, associées à divers changements dans la gestion des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé.....	163
Tableau 7-5 : Degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations pour divers changements dans la gestion des terres, des sols minéraux et des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé.....	166
Tableau 8-1 : Sommaire des émissions de GES du secteur Déchets, certaines années.....	183
Tableau 8-2 : Estimations des valeurs de k des décharges de DSM pour chaque province/territoire.....	186
Tableau 8-3 : Potentiel de production de CH ₄ (L0) de 1941 à aujourd'hui.....	188
Tableau 8-4 : Coefficients d'émission de N ₂ O.....	192
Tableau 9-1 : Sommaire des recalculs.....	200
Tableau 9-2 : Comparaison des taux d'excrétion de l'azote par le fumier entre l'ASAE (2003) et le GIEC (2006)	207
Tableau 9-3 : Estimation des zones forestières gérées pour l'année d'inventaire.....	212
Tableau 9-4 : Moyenne de la productivité primaire nette des terres forestières dans les rapports de 2006 et 2008	
Tableau 9-5 : Superficie des forêts aménagées dévastées par les incendies, avec émissions immédiates, dans les rapports de 2006 et 2008	
Tableau 9-6 : Émissions dues au déboisement, dans les rapports de 2006 et 2008	
Tableau A1-1 : Sommaire de l'analyse des catégories clés, Inventaire de 2006.....	242
Tableau A1-2 : Catégories clés de 2005 selon l'évaluation du niveau 1 avec et sans l'ATCATF.....	245
Tableau A1-3 : Catégories clés de 2005 selon l'évaluation de la tendance 1 avec et sans l'ATCATF.....	249
Tableau A1-4 : Catégories clés selon les techniques et technologies d'atténuation importantes.....	252
Tableau A1-5 : Catégories clés déterminées à partir de la forte croissance prévue des émissions.....	252
Tableau A1-6 : Catégories clés associées à un degré élevé d'incertitude composée	253

Tableau A2-1 : Méthodologie pour estimer les GES attribuables à des sources de combustion fixes	259
Tableau A2-2 : Catégories générales de combustibles - méthode de calcul des émissions de combustion des sources fixes.....	276
Tableau A2-3 : Références des données d'activités du modèle	276
Tableau A2-4 : Pénétration de la technologie antipollution - Véhicules à essence lourds, véhicules lourds à moteur diesel, véhicules et camions légers à moteur diesel et motos	282
Tableau A3-1 : Coefficients d'émission fugitives pour l'exploitation de la houille	290
Tableau A3-2 : Répartition des émissions de l'inventaire PGA selon les catégories d'émissions fugitives du CUPR	290
Tableau A3-3 : Données d'activités et de sources.....	293
Tableau A3-4 : Données d'activités utilisées pour ventiler les émissions et leurs sources.....	294
Tableau A3-5 : Coefficients d'émission pour le transport du gaz naturel, de 1997 à 2005.....	296
Tableau A3-6 : Coefficients pour les émissions fugitives de CH ₄ attribuables à la distribution du gaz naturel.....	298
Tableau A3-7 : Sources et zones d'opérations utilisées dans le rapport sur le bitume (Association canadienne des producteurs de pétrole, 2006)	299
Tableau A3-8 : Données d'activités utilisées pour le modèle d'extrapolation	302
Tableau A3-9 : Coefficients d'émission de CO ₂ pour les liquides de gaz naturel.....	304
Tableau A3-10 : Coefficients d'émission de CO ₂ pour les produits pétroliers non énergétiques.....	305
Tableau A3-11 : Calcul du coefficient d'émission pour la production d'ammoniac.....	306
Tableau A3-12 : Sources de données sur les populations animales	308
Tableau A3-13 : Caractéristiques de la production laitière au Canada en 2001	308
Tableau A3-14 : Production laitière moyenne de 1990 à 2006 et nombre de jours de lactation à l'échelon provincial	309
Tableau A3-15 : Caractéristiques de la production bovine au Canada en 2001	311
Tableau A3-16 : Poids des carcasses utilisé comme indicateur de changement avec le temps du poids vif des bovins non laitiers	312
Tableau A3-17 : Coefficients d'émission de CH ₄ pour la fermentation entérique pour le bétail de 1990 à 2006	314
Tableau A3-18 : Énergie digestible approximative (ED) pour certains animaux d'élevage et sources de données.....	316
Tableau A3-19 : Matière sèche ingérée par certains animaux d'élevage	316
Tableau A3-20 : Teneur en cendres des fumiers pour certains animaux d'élevage et sources de données.....	317
Tableau A3-21 : SV moyens et intervalles de confiance de 95 % exprimés en pourcentage de la moyenne pour la catégorie autre que du bétail par province.....	318
Tableau A3-22 : Pourcentage de fumier traité par les SGF.....	319
Tableau A3-23 : Coefficients d'émissions de CH ₄ pour les pratiques de gestion des fumiers des bovins laitiers et non laitiers de 1990 à 2006.....	320
Tableau A3—24 : Coefficients d'émission de CH ₄ pour la gestion des fumiers des bovins non laitiers...	
Tableau A3-25 : Taux d'excrétion de l'azote par le fumier pour les espèces non bovines	322
Tableau A3-26 : Séries chronologiques des taux d'excrétion de l'azote par le fumier pour les espèces bovines (kg N/tête/an)	322

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A3-27 : Pertes totales d'azote, de NH ₃ et de NO _x , pour divers animaux d'élevage et systèmes de gestion des fumiers	327
Tableau A3-28 : Unités analytiques spatiales des forêts aménagées.....	337
Tableau A3-29 : Estimations des superficies de terrains, de plans d'eau, de forêts aménagées et de terres cultivées en 2006.....	338
Tableau A3-30 : Réservoirs de carbone forestier selon le GIEC et le MBC-SFC3.....	340
Tableau A3-31 : Principales sources d'informations et de données sur les forêts aménagées	343
Tableau A3-32 : Émissions/absorptions de GES des forêts aménagées en 2006.....	353
Tableau A3-33 : Valeurs généralisées des paramètres relatifs à $F_{CAT}^{(t)} = \Delta C_{CATmax} \times [1 - \exp(-k \times t)]$ pour prévoir les fluctuations résultant du changement d'affectation des terres (CAT) et les coefficients linéaires efficaces de fluctuations du COS	361
Tableau A3-34 : COS dans les terres forestières et agricoles de l'Est et de l'Ouest du Canada selon le Système d'information sur les sols du Canada (profondeur de sol de 0 à 30 cm).....	372
Tableau A3-35 : Paramètres et coefficients d'émission permettant d'estimer les émissions de CO ₂ -C des terres humides (tourbières).....	379
Tableau A3-36 : Coefficients polynomiaux de régression linéaire multiple utilisés pour estimer la quantité de DSM enfouie, de 1991 à 1997 et en 2005.....	390
Tableau A3-37 : DSM enfouis, de 1990 à 2006.....	392
Tableau A3-38 : Déchets ligneux produits et enfouis au Canada, de 1990 à 2006	393
Tableau A3-39 : Estimation des valeurs k relatives aux précipitations annuelles moyennes et aux décharges de DSM dans les décharges provinciales	394
Tableau A3-40 : Estimation des valeurs de k pour les sites d'enfouissement des déchets urbains par province ou territoire	396
Tableau A3-42 : Valeurs provinciales et territoriales du potentiel de production de CH ₄ (L ₀)	398
Tableau A3-43 : Valeurs provinciales et territoriales du potentiel de production de CH ₄ (L ₀)	399
Tableau A3-44 : Quantité estimative de CH ₄ produit par les DSM capté, éliminé par torchage et libéré, de 1990 à 2006.....	404
Tableau A3-45 : Pourcentage des eaux usées traitées par voie anaérobie (par province)	407
Tableau A3-46 : Coefficients polynomiaux établis par régression linéaire multiple et utilisés pour estimer la quantité des eaux usées industrielles traitées pour les années 1987 à 1990 et 1992 à 1995	408
Tableau A3-47 : Volume d'eaux usées traitées par type d'industrie, de 1986 à 2006	408
Tableau A3-48 : Valeurs de DCO utilisées dans l'estimation des émissions de CH ₄ , par type d'industrie	409
Tableau A3-49 : Consommation canadienne de protéines	410
Tableau A3-50: Estimation des DSM incinérés (par province), de 1990 à 2006	412
Tableau A3-51 : Composition organique estimative des DSM	413
Tableau A3-52 : Estimation de la quantité de boues d'épuration incinérées, de 1990 à 2006.....	416
Tableau A4-1 : Comparaison entre la méthode de référence ajustée et la méthode sectorielle pour le Canada	437
Tableau A4-2 : Méthode de référence pour la conservation de l'énergie et les facteur d'émissions au Canada.....	439
Tableau A7-1 : Évaluation quantitative des incertitudes de niveau 2 des émissions de GES et des tendances de l'inventaire national général de 2001, par gaz	455

Tableau A7-2 : Niveau de regroupement adopté pour l'analyse de l'incertitude, par catégorie de sources (inventaire de 2001 présenté en 2003)	457
Tableau A7-3 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Émissions de N ₂ O dans le secteur de l'énergie (combustion fixe)	460
Tableau A7-4 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Émissions de N ₂ O dans le secteur de l'énergie (transports)	461
Tableau A7-5 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Émissions de CO ₂ dans le secteur de l'énergie (sources fugitives)	463
Tableau A7-6 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Procédés industriels, utilisation de solvants et d'autres produits	464
Tableau A7-7 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Agriculture	466
Tableau A7-8 : Présentation de l'incertitude de niveau 2 - Déchets	466
Tableau A8-1 : Description des catégories de sources et puits de gaz à effet de serre	474
Tableau A8-2 : Émissions canadiennes de gaz à effet de serre par secteur, de 1990 à 2006	475
Tableau A8-3 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 2006	
Tableau A8-4 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 2005	476
Tableau A8-5 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 2004	478
Tableau A8-6 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 2003	479
Tableau A8-7 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 2002	480
Tableau A8-8 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 2001	481
Tableau A8-9 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 2000	482
Tableau A8-10 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1999	483
Tableau A8-11 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1998	484
Tableau A8-12 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1997	485
Tableau A8-13 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1996	486
Tableau A8-14 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1995	487
Tableau A8-15 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1994	488
Tableau A8-16 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1993	489
Tableau A8-17 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1992	490
Tableau A8-18 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1991	491
Tableau A8-19 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada en 1990	492
Tableau A9-1 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Canada	502

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A9-2 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour Terre-Neuve-et-Labrador.....	503
Tableau A9-3 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Île-du-Prince-Édouard.....	504
Tableau A9-4 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Nouvelle-Écosse.....	505
Tableau A9-5 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Nouveau-Brunswick.....	506
Tableau A9-6 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Québec.....	507
Tableau A9-7 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Ontario.....	508
Tableau A9-8 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Manitoba.....	509
Tableau A9-9 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Saskatchewan.....	510
Tableau A9-10 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Alberta.....	511
Tableau A9-11 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production a d'électricité pour la Colombie-Britannique.....	512
Tableau A9-12 : Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut.....	513
Tableau A10-1 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Terre-Neuve-et-Labrador.....	518
Tableau A10-2 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Île-du-Prince-Édouard.....	521
Tableau A10-3 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Nouvelle-Écosse.....	524
Tableau A10-4 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Nouveau-Brunswick.....	528
Tableau A10-6 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Ontario.....	535
Tableau A10-9 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Alberta.....	546
Tableau A10-10 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, Colombie-Britannique.....	550
Tableau A10-11 : Tendances des émissions et de l'intensité des GES, total des Territoires.....	554
Tableau A10-12 : Tendances des émissions de GES, Yukon.....	554
Tableau A10-13 : Tendances des émissions de GES, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut.....	555
Tableau A11-1 : Description de la catégorie.....	563
Tableau A11-2 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador, de 1990 à 2006.....	564
Tableau A11-3 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador en 2006.....	565
Tableau A11-4 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard, de 1990 à 2006.....	566
Tableau A11-5 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard en 2006.....	567
Tableau A11-6 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse, de 1990 à 2006.....	568

Tableau A11-7 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse en 2006.....	569
Tableau A11-8 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick de 1990 à 2006.....	570
Tableau A11-9 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick en 2006.....	571
Tableau A11-10 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, de 1990 à 2006.....	572
Tableau A11-11 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec en 2006.....	573
Tableau A11-12 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Ontario de, 1990 à 2006.....	574
Tableau A11-13 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Ontario en 2006.....	575
Tableau A11-14 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba, de 1990 à 2006.....	576
Tableau A11-15 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba en 2006.....	577
Tableau A11-16 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan, de 1990 à 2006.....	578
Tableau A11-17 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan en 2006.....	579
Tableau A11-18 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Alberta, de 1990 à 2006.....	580
Tableau A11-19 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Alberta en 2006.....	581
Tableau A11-20 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique, de 1990 à 2006.....	582
Tableau A11-21 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique en 2006.....	583
Tableau A11-22 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon, de 1990 à 2006.....	584
Tableau A11-23 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon en 2006.....	585
Tableau A11-24 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut de 1999 à 2006.....	586
Tableau A11-25 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut en 2006.....	587
Tableau A11-26 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut de 1999 à 2006.....	588
Tableau A11-27 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut en 2006.....	589
Tableau A11-28 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut, de 1990 à 1998.....	590
Tableau A12-1 : Coefficients d'émission du gaz naturel et liquides du gaz naturel.....	591
Tableau A12-2 : Coefficients d'émission des produits pétroliers raffinés.....	593
Tableau A12-3 : Coefficients d'émission de CO ₂ pour le coke de pétrole et le gaz de distillation.....	594
Tableau A12-4 : Coefficients d'émission de N ₂ O pour le coke de pétrole.....	594
Tableau A12-5 : Coefficients d'émission de CO ₂ pour le charbon et les produits du charbon.....	595
Tableau A12-6 : Coefficients d'émission de CH ₄ et de N ₂ O pour le charbon.....	596

LISTE DES TABLEAUX

Tableau A12-7 : Coefficients d'émission pour les sources de combustion mobiles du secteur de l'énergie	597
Tableau A12-8 : Coefficients d'émission pour les sources fugitives -- Exploitation du charbon.....	599
Tableau A12-9 : Coefficients d'émission pour les sources des procédés industriels	599
Tableau A12-10 : Coefficients d'émission pour la consommation de HFC en 1995	601
Tableau A12-11 : Taux d'émission pour la consommation de HFC et de PFC	602
Tableau A12-12 : Coefficients d'émission de CO ₂ pour les liquides de gaz naturel.....	603
Tableau A12-13 : Coefficients d'émission de CO ₂ pour les produits pétroliers non énergétiques.....	603
Tableau A12-14 : Coefficients d'émission pour l'utilisation de solvants et d'autres produits.....	603
Tableau A12-15 : Coefficients d'émission de CH ₄ pour la fermentation entérique des espèces non bovines	604
Tableau A12-16 : Potentiel de production maximale de CH ₄ (B0) pour divers types d'animaux d'élevage1	604
Tableau A12-17 : Facteur de conversion en CH ₄ (FCM) par catégorie animale et système de gestion des fumiers 1	605
Tableau A12-18 : Pourcentage d'azote du fumier émis sous forme d'azote du N ₂ O (N ₂ O-N) pour chaque système de gestion des fumiers (GIEC/OCDE/AIE (1997))	605
Tableau A12-19 : Coefficients d'émission de la biomasse	606
Tableau A13-1 : Nombre de chiffres significatifs appliqués aux tableaux-synthèses des GES.....	611
Tableau A14-1 : Sommaire des émissions de monoxyde de carbone pour le Canada	615
Tableau A14-2 : Sommaire des émissions d'oxyde d'azote pour le Canada	616
Tableau A14-3 : Sommaire des émissions de composés organiques volatils non méthaniques pour le Canada	617
Tableau A14-4 : Sommaire des émissions d'oxyde de soufre pour le Canada	618

Liste des figures

Figure S-1 : Tendances des émissions canadiennes de GES et objectif de Kyoto.....	4
Figure S-2 : Tendances de l'énergie, de la population et des indicateurs d'émissions de GES, 1990-2006.....	6
Figure S-3 : Ventilation sectorielle des émissions canadiennes de GES, en 2006.....	9
Figure S-4 : Émissions totales de GES des provinces et territoires, 1990 et 2006.....	16
Figure 1-1 : Écarts des températures annuelles du Canada et tendance à long terme, 1948-2006.....	18
Figure 1-2 : Concentrations atmosphériques mondiales de CO ₂ , 1992-2006.....	20
Figure 1-3 : Concentrations atmosphériques planétaires de CH ₄ , 1992-2006.....	21
Figure 1-4 : Concentrations atmosphériques mondiales de N ₂ O, 1993-2006.....	21
Figure 1-5 : Tendances des émissions de GES par personne au Canada, 1990-2006.....	23
Figure 1-6 : Changements des émissions agrégées de GES sans l'ATCATF pour les Parties visées à l'Annexe 1, 1990-2005.....	24
Figure 1-7 : Partenaires du système national d'inventaire.....	26
Figure 2-1 : Émissions canadiennes de GES par gaz, 1990 et 2006 (à l'exclusion du secteur ATCATF).....	38
Figure 2-2 : Émissions de GES et DJCh pour les secteurs résidentiel et commercial, 1990-2006.....	45
Figure 2-3 : Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, 1990-2006.....	48
Figure 2-4 : Émissions de GES dues à l'agriculture, 1990-2006.....	51
Figure 2-5 : Émissions de GES du secteur ATCATF par rapport aux émissions canadiennes totales, 1990-2006.....	52
Figure 2-6 : Quelques émissions et absorptions de GES du secteur ATCATF, 1990-2006.....	53
Figure 2-7 : Émissions de GES du secteur des déchets, 1990-2006.....	55
Figure 2-8 : Tendances des émissions de GES par personne dans le secteur des déchets, 1990-2006.....	56
Figure 3-1 : Émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles, 1990-2006.....	58
Figure 7-1 : Cadre spatial des zones de déclaration pour l'établissement des estimations dans le secteur ATCATF.....	157
Figure 7-2 : Grands flux annuels de carbone atmosphérique dans les forêts aménagées, 1990-2006.....	160
Figure 7-3 : Superficiés et émissions de CO ₂ des tourbières aménagées, 1990-2006 (TTH = terres converties en terres humides; THTH = terres humides restant terres humides).....	174
Figure 9-1 : Émissions et absorptions du secteur ATCATF, rapports 2006 et 2008.....	210
Figure 9-2 : Tendances pour la catégorie des terres forestières aménagées, rapports 2006 et 2008.....	211
Figure A1-1 : Contributions des catégories clés à l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF.....	247
Figure A1-2 : Contributions des catégories clés à l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF.....	251
Figure A2-1 : Schéma de la procédure d'estimation des émissions de GES.....	256
Figure A2-2 : Pénétration de la technologie dans les véhicules et les camions légers à essence.....	282
Figure A3-1 : Poids des carcasses de bovins non laitiers, selon les données de l'ACCB publiées par AAC.....	312

LISTE DES FIGURES

Figure A3-2 : Émissions de N ₂ O en fonction du rapport à long terme de précipitation/évaporation potentielle (P/PE), de 1971 à 2000.....	325
Figure A3-2 : Détermination des valeurs de FracLESSIVAGE pour l'Écodistrict.....	336
Figure A3-3 : Les transferts de carbone entre les réservoirs à chaque pas de temps annuel tels qu'ils sont modélisés dans le MBC-SFC3	341
Figure A3-5 : Matrice des perturbations simulant les transferts de carbone liés à la conversion des forêts avec la récolte et le brûlage des rémanents, appliquée à la conversion des forêts dans la zone de déclaration 9 (Bouclier boréal ouest).....	342
Figure A3-6 : Forêts aménagées et non aménagées du Canada.....	345
Figure A3-7 : Strates de déboisement et zones échantillonnées pour les estimations des rapports de 2006 et de 2007	346
Figure A3-8 : Grilles d'échantillonnage sur des images de cartes de conversion des forêts et de phénomènes délimités de conversion des forêts.....	347
Figure A3-9 : Procédure d'établissement d'une série chronologique cohérente des taux de conversion des forêts	349
Figure A3-10 : Taux annuels de conversion des forêts au Canada.....	350
Figure A3-11 : Carbone organique dans le sol (COS) pour une combinaison de cultures de base et le remplacement de cultures annuelles (blé) par une culture vivace (luzerne) et le remplacement du travail intensif (TI) par une culture sans labour (CSL), en fonction de passes du modèle CENTURY pour un loam à Lethbridge	358
Figure A3-12 : Fluctuations du COS dans le cadre de simulations avec remplacements par rapport à des simulations sur la combinaison de cultures de base	359
Figure A3-13 : FCAT résultant de l'équation exponentielle	360
Figure A3-14 : Dynamiques du COS simulé selon le modèle CENTURY après la conversion des prairies en terres cultivées, pour les tchernozioms bruns (en rose) et brun foncé (en noir).....	370
Figure A3-15 : COS simulé selon le modèle CENTURY après le déboisement d'une forêt caducifoliée de longue durée convertie en terres cultivées.....	373
Figure A3-16 : Courbe logarithmique rajustée en fonction a) des réservoirs des écozones de la taïga/boréales/plaines hudsoniennes et b) des réservoirs de la cordillère montagnarde.....	382
Figure A3-17 : Superficies cumulatives de la catégorie « Terres converties en terres humides (terres submergées) ».....	383
Figure A3-18 : Régions étudiées pour déterminer la biomasse aérienne	386
Figure A3-19 : Représentation de la dégradation d'une décharge selon le modèle Scholl Canyon (Jensen et Pipatti, 2003).....	389
Figure A4- 1 : Schéma de circulation du bilan énergétique au Canada.....	440
Figure A4-2 : Apports de données sur les combustibles fossiles et l'énergie	441
Figure A6-1 : Procédure type de production de l'inventaire	450
Figure A9-1 : Électricité produite par les services publics, par source	494
Figure A9-2 : Consommation d'électricité par l'industrie manufacturière	497
Figure A9-2 : Production d'électricité par région et par source, en 1990 et en 2006.....	500
Figure A10-1 : Contributions des provinces aux émissions de GES en 1990 (592 Mt).....	517
Figure A10-2 : Contributions des provinces aux émissions de GES en 2006 (721 Mt).....	517
Figure A10-1 : Tendances des émissions à long terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 1990-2005	520
Figure A10-4 : Tendances des émissions à court terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 2005-2006	521

Figure A10-3 : Tendances des émissions à long terme pour l'Île-du-Prince-Édouard, 1990-2005	524
Figure A10-6 : Tendances des émissions à court terme pour l'Île-du-Prince-Édouard, 2005-2006	524
Figure A10-5 : Tendances à long terme pour la Nouvelle-Écosse, 1990-2005	527
Figure A10-8 : Tendances des émissions à court terme pour la Nouvelle-Écosse, 2005-2006	528
Figure A10-7 : Tendances des émissions à long terme pour le Nouveau-Brunswick, 1990-2005	530
Figure A10-10 : Tendances des émissions à court terme pour le Nouveau-Brunswick, 2005-2006	531
Figure A10-9 : Tendances des émissions à long terme pour le Québec, 1990-2005	534
Figure A10-12 : Tendances des émissions à court terme pour le Québec, 2005-2006	534
Figure A10-11 : Tendances des émissions à long terme pour l'Ontario, 1990-2005	538
Figure A10-14 : Tendances des émissions à court terme pour l'Ontario, 2005-2006	538
Figure A10-13 : Tendances des émissions à long terme pour le Manitoba, 1990-2005	541
Figure A10-16 : Tendances des émissions à court terme pour le Manitoba, 2005-2006	542
Figure A10-15 : Tendances des émissions à long terme pour la Saskatchewan, 1990-2005	545
Figure A10-18 : Tendances des émissions à court terme pour la Saskatchewan, 2005-2006	546
Figure A10-17 : Tendances des émissions à long terme pour l'Alberta, 1990-2005	549
Figure A10-20 : Tendances des émissions à court terme pour l'Alberta, 2005-2006	549
Figure A10-19 : Tendances des émissions à long terme pour la Colombie-Britannique, 1990-2005	553
Figure A10-22 : Tendances des émissions à court terme pour le Colombie- Britannique, 2005-2006	553
Figure A10-21 : Tendances des émissions à long terme pour le Yukon, 1990-2005	556
Figure A10-22 : Tendances des émissions à long terme pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut, 1990-2005	557
Figure A10-25 : Tendances des émissions à court terme pour le Yukon, 2005--2006	557
Figure A10-26 : Tendances des émissions à court terme pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut, 2005-2006	558

SOMMAIRE

ES.1 Inventaires des gaz à effet de serre et changements climatiques

Aux termes des alinéas 4(1)(a) et 12(1)(a) de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) et de la décision 3/CP.5, les Parties visées à l'Annexe I sont tenues de présenter un rapport annuel d'inventaire des gaz à effet de serre (GES) qui respecte les lignes directrices de la Convention cadre. L'année 2009 marque la publication du 15^e Rapport d'inventaire national (RIN) du Canada. Il s'agit également du cinquième inventaire depuis l'entrée en vigueur du Protocole de Kyoto à la CCNUCC, ratifié par le Canada en 2002. L'un des piliers de la CCNUCC est l'Inventaire national des GES, qui se compose du RIN et des tableaux du Cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR). Cet inventaire est le principal instrument de surveillance et de déclaration des émissions par les sources et des absorptions par les puits et, en ce qui concerne le Protocole de Kyoto, la mesure ultime de la conformité avec la cible nationale en matière d'émissions. Le Canada considère que l'Inventaire national des GES constitue une priorité; Environnement Canada s'engage à en assurer le financement adéquat.

Les lignes directrices de la CCNUCC ainsi que le Protocole de Kyoto ont un certain nombre d'implications pour les exigences en matière de rapports et d'examen. Les pays visés à l'Annexe I doivent estimer les émissions de GES par les sources et les absorptions par les puits en se servant de méthodes approuvées qui figurent dans les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 2006* (GIEC/OCDE/AIE, 1997), dans les *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux* (GIEC, 2000) et dans les *Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie* (GIEC, 2003). De ce fait, la CCNUCC exige désormais que les pays déterminent, quantifient et réduisent l'incertitude des estimations dans toute la mesure du possible, ce qui se traduira par un processus d'évaluation et d'amélioration continues des méthodes, des modèles et des documents visant à assurer le respect des normes convenues à l'échelle internationale. Ces activités ont pour but de faire en sorte que toutes les sources et tous les puits et, par conséquent, toutes les réductions d'émissions et les hausses d'absorptions soient convenablement déclarés.

Le système d'inventaire national englobe toutes les dispositions institutionnelles, légales et procédurales prises par une Partie pour estimer les émissions et les absorptions de GES selon les méthodes mentionnées plus haut et pour déclarer et archiver les données des inventaires.

Le Canada a ajouté de nouvelles données et apporté des ajustements aux méthodes de calcul, qui sont décrits dans le présent document :

- secteur de l'énergie – des coefficients d'émission (CO₂) du gaz naturel plus appropriés et calculés par province et des méthodes plus efficaces pour estimer les émissions fugitives attribuables à l'extraction de gaz naturel ont été ajoutés au rapport;
- secteur des procédés industriels – des coefficients d'émission propres à la production de chaux au Canada ont modifié légèrement les estimations;
- secteur de l'agriculture – des améliorations ont été adoptées par suite de l'ajout de données plus représentatives sur les émissions attribuables aux animaux;

SOMMAIRE

- secteur des déchets – des estimations révisées des gaz d'enfouissement, basées sur des mises à jour des paramètres régionaux, ont été utilisées;
- de plus, les données sur l'énergie révisées chaque année et les données de l'industrie révisées ont influé (principalement en 2006) sur les estimations du secteur de l'énergie et, dans une certaine mesure, des secteurs des procédés industriels et des déchets.

Dans la préparation des estimations, on continue d'utiliser des méthodes d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité afin d'assurer officiellement et de documenter la qualité des estimations.

Le présent rapport comprend un inventaire des émissions anthropiques (d'origine humaine) par des sources et des absorptions par des puits des six principaux GES qui ne sont pas réglementés par le Protocole de Montréal. Ce sommaire met en lumière certains des derniers développements de l'inventaire, analyse les tendances sous-jacentes des émissions, place les choses dans le contexte international et présente les émissions nationales, provinciales et territoriales pour la période de 1990 à 2007. Le chapitre 1, Introduction, donne un aperçu des tendances du changement climatique au Canada et des émissions de GES, de même que des dispositions institutionnelles, légales et procédurales utilisées par le Canada pour réaliser l'inventaire (c.-à-d. le système d'inventaire national), en plus d'une brève description des méthodes d'estimation et des procédures d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité, une description du système canadien de déclaration des émissions par les installations et des évaluations de son exhaustivité et du degré d'incertitude des données. Le chapitre 2 propose une analyse approfondie des tendances des émissions de GES du Canada conformément aux lignes directrices concernant la production de rapports de la CCNUCC. Les chapitres 3 à 8 présentent des descriptions et des analyses complémentaires pour chacune des grandes catégories d'émissions et d'absorptions, conformément aux exigences du Cadre uniformisé de présentation de rapports de la CCNUCC. Le chapitre 9 propose un sommaire des recalculs et des améliorations prévues. Les annexes 1 à 7 présentent une analyse par catégorie clé, des explications détaillées des méthodes d'estimation, une comparaison de la méthode sectorielle et de la méthode de référence, une description plus détaillée des procédures d'assurance et de contrôle de la qualité, des évaluations du niveau d'exhaustivité et une analyse du degré d'incertitude des données de l'inventaire. Des tableaux récapitulatifs des émissions de GES ventilées par province et territoire, par secteur et par gaz sont présentés aux annexes 8 et 11. Les annexes 9 et 10 comportent d'autres précisions sur l'intensité d'émission de GES de la production d'électricité et des analyses des tendances par province et territoire, respectivement. Les coefficients d'émission sont fournis à l'annexe 12, et l'annexe 13 donne une description des procédures d'arrondissement des calculs. Des tableaux sommaires présentant les émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols sont fournis à l'annexe 14. Enfin, cette année, le rapport contient une nouvelle annexe, l'annexe 15 (*Informations supplémentaires requises en vertu de l'article 7.1 du Protocole de Kyoto*). Elle donne des informations supplémentaires à propos du système d'inventaire national, du registre national et des données additionnelles requises au titre des articles 3.3 et 3.4.

ES.1.1 Élaboration de l'inventaire canadien des gaz à effet de serre

Chaque année, Environnement Canada élabore et publie, pour le compte du gouvernement du Canada, l'Inventaire canadien des GES. Les GES dont les émissions et les absorptions ont été estimées dans l'inventaire national sont :

- le dioxyde de carbone (CO₂);
- le méthane (CH₄);

- l'oxyde nitreux (N₂O);
- l'hexafluorure de soufre (SF₆);
- les perfluorocarbones (PFC);
- les hydrofluorocarbones (HFC).

La présentation de rapport d'inventaire repose sur les méthodes d'inventaire internationales dont ont convenu les Parties à la CCNUCC, d'après les procédures du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC/OCDE/AIE, 1997; GIEC, 2000; GIEC, 2003). L'inventaire suit un format convenu à l'échelle internationale qui regroupe les émissions selon les six secteurs suivants : Énergie, Procédés industriels, Utilisation de solvants et d'autres produits, Agriculture, Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (ATCATF) et Déchets. Chacun de ces secteurs est ensuite subdivisé et se conforme d'aussi près que possible aux divisions sous-sectorielles de la CCNUCC¹. Des descriptions détaillées des méthodes utilisées pour estimer les émissions et les absorptions de chaque secteur et leurs tendances respectives sont fournies aux chapitres 3 à 8 et aux annexes 2 et 3. Conformément aux exigences de la CCNUCC en matière de déclaration qui s'appliquent aux Parties visées à l'Annexe I, ce rapport renferme également des données sur les précurseurs de l'ozone -- les oxydes d'azote (NO_x), le monoxyde de carbone (CO) et les composés organiques volatils non méthaniques (COVNM) -- de même que sur le dioxyde de soufre (SO₂).

ES.2 Résumé des tendances nationales des émissions et des absorptions des gaz à effet de serre

En 2007, les Canadiens ont rejeté dans l'atmosphère environ 747 mégatonnes d'équivalent CO₂² (Mt d'éq. CO₂)³ de GES (figure S-1), soit une augmentation de 4,0 % depuis 2006. Ces résultats suivent une année où il n'y a pratiquement pas eu de croissance des émissions et deux années pendant lesquelles les émissions ont baissé, de telle sorte que le changement global par rapport à 2004 est une augmentation de 0,8 %. L'intensité économique des émissions de GES du Canada – soit la quantité de GES émise par unité d'activité économique – en 2007 a été 1 % supérieure à celle de 2006. Depuis 1990, les émissions ont augmenté d'environ 26 %.

¹ Il existe des différences mineures entre les désignations des secteurs de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques et celles de l'inventaire national du Canada. Elles sont expliquées dans des notes de bas de page tout au long du document. On trouvera aussi plus de précisions aux chapitres 3 à 8, qui décrivent la méthodologie utilisée pour réaliser l'inventaire canadien.

² Chacun des GES a une durée de vie atmosphérique moyenne unique pendant laquelle il est un agent efficace de forçage climatique. Le concept de potentiel de réchauffement planétaire (PRP) a été adopté pour comparer le forçage climatique de différents GES à celui du CO₂. On en trouvera une explication plus détaillée à la section 1.1.5 du document.

³ À moins d'indication contraire explicite, toutes les estimations des émissions données en Mt représentent les émissions de GES en Mt d'équivalent CO₂.

SOMMAIRE

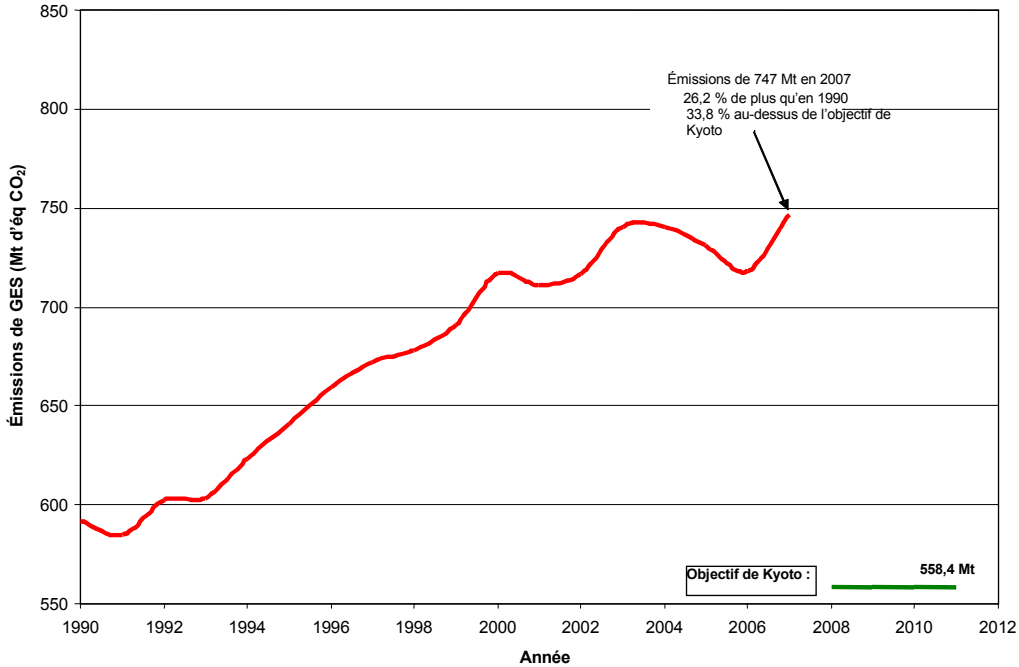


Figure S-1 : Tendence des émissions canadiennes de GES et objectif de Kyoto

Le tableau S-1 illustre les émissions totales de GES du Canada entre 1990 et 2007, ainsi que plusieurs indicateurs primaires : le produit intérieur brut (PIB), la population, la consommation d'énergie, la production d'énergie et les exportations d'énergie. On y voit clairement que l'augmentation de 26,2 % des émissions de GES au cours de ces 17 années a largement dépassé la croissance démographique (19,1 %) et a été pratiquement identique à la hausse de la consommation d'énergie (26,3 %). Toutefois, l'augmentation des émissions totales est loin d'avoir atteint la croissance de 60 % du PIB entre 1990 et 2007.

Tableau S-1 Émissions canadiennes de GES et variables connexes, certaines années

Année	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007
Total des GES (Mt)	592	717	741	741	731	718	747
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	21,2	25,1	25,2	23,5	21,4	26,2
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	0,0	-1,3	-1,7	4
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	2,1	1,9	1,8	1,6	1,3	1,5
PIB - Dépenses¹	825	1 100	1 174	1 211	1 246	1 284	1 319
	318	515	592	239	064	819	681
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	33,3	42,3	46,8	51,0	55,7	59,9
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	3,1	2,9	3,1	2,7
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	3,3	3,3	3,3	3,4	3,5	3,5
Intensité des GES (Mt/G \$ de PIB)	0,72	0,65	0,63	0,61	0,59	0,56	0,57
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	-9,1	-12,1	-14,7	-18,2	-22,0	-21,1
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	-3,0	-4,1	-4,7	1,3
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	-0,9	-0,9	-1,1	-1,2	-1,4	-1,2
Efficacité de GES (G \$ de PIB/Mt de GES)	1,39	1,53	1,59	1,63	1,70	1,79	1,77
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	10,0	13,7	17,2	22,2	28,3	26,7
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	3,1	4,3	4,9	-1,3
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	1,0	1,1	1,2	1,5	1,8	1,6
Population (milliers de personnes)²	27 698	30 689	31 676	31 995	32 312	32 649	32 976
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	10,8	14,4	15,5	16,7	17,9	19,1
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	1,0	1,0	1,0	1,0
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
GES par personne (tonnes/personne)	21,4	23,4	23,4	23,2	22,6	22,0	22,7
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	9,4	9,4	8,4	5,9	3,0	6,0
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	-1,0	-2,3	-2,8	3,0
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	0,9	0,7	0,6	0,4	0,2	0,4
Utilisation de l'énergie (PJ)³	9 230	10 830	11 363	11 528	11 307	11 177	11 655
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	17,3	23,1	24,9	22,5	21,1	26,3
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	1,5	-1,9	-1,1	4,3
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	1,7	1,8	1,8	1,5	1,3	1,5
Énergie produite (PJ)⁴	7 949	12 062	12 744	12 979	12 937	13 256	13 345
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	51,7	60,3	63,3	62,8	66,8	67,9
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	1,8	-0,3	2,5	0,7
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	5,2	4,6	4,5	4,2	4,2	4,0
Énergie exportée (PJ)⁴	3 015	6 990	7 386	7 734	7 667	7 943	8 357
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	131,8	145,0	156,5	154,3	163,4	177,1
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	4,7	-0,9	3,6	5,2
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	13,2	11,2	11,2	10,3	10,2	10,4
Émissions liées aux exportations (Mt)⁴	33,7	81,4	87,5	87,0	87,6	90,8	94,4
<i>Changement depuis 1990</i>	SO	141,3	159,2	157,7	159,7	169,2	179,9
<i>Changement annuel</i>	SO	SO	SO	-0,6	0,8	3,6	4,0
<i>Changement annuel moyen</i>	SO	14,1	12,2	11,3	10,6	10,6	10,6

1. PIB : en termes de dépenses (en millions de dollars de 2002), Statistique Canada, 2008.

2. Source : Statistique Canada, *Statistiques démographiques annuelles*, 2009.

SOMMAIRE

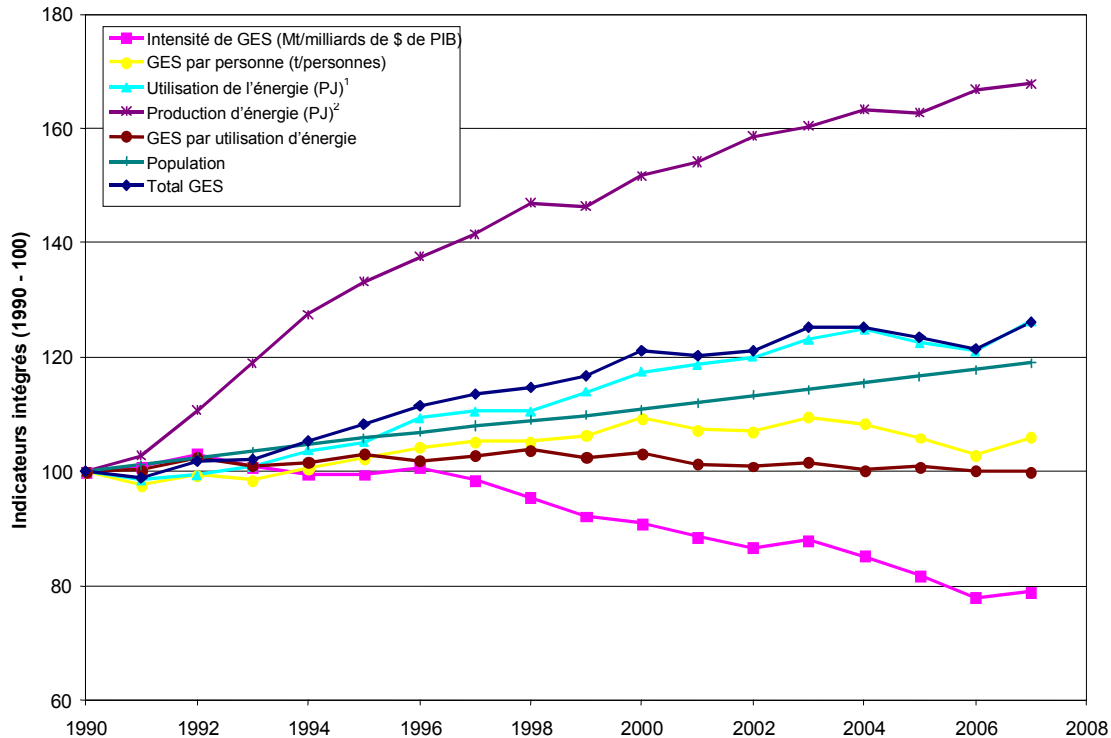
3. Statistique Canada, *Rapport sur l'offre et la demande en énergie au Canada en 2007 (57-003)*, tableau S, ligne 2.

4. Gaz naturel et pétrole brut seulement

PJ = Une pétajoule, ou 1 000 milliards de joules, est une mesure de la teneur en énergie des combustibles.

SO = sans objet.

Il en résulte que l'intensité économique des GES a reculé au total de 21 % durant la période, soit en moyenne de 1,2 % par année. Un plus grand nombre de biens a été fabriqué, l'activité économique a été plus intense, et il y a eu plus de voyages par unité d'émission de GES. Ces tendances sont résumées sous forme graphique à la figure S-2. Les courbes indexées révèlent clairement que les émissions de GES par énergie consommée sont demeurées stables au cours de la période, alors que l'intensité économique des émissions de GES a régressé.



Statistique Canada, *Rapport sur l'offre et la demande en énergie au Canada en 2007 (57-003)*, tableau S, ligne 2.

Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 2007 (57-003)*, Gaz naturel et Pétrole brut.

Figure S-2 : Tendances des indicateurs d'émissions pour l'énergie, la population et les GES, de 1990 à 2007

Une autre tendance notable est que l'augmentation de la *production* d'énergie a été nettement plus importante que celle de la *consommation* d'énergie entre 1990 et 2007. Cela s'explique par les vastes réserves de combustibles fossiles du Canada et une économie conçue pour en tirer parti, des quantités croissantes d'énergie étant livrées sur le marché international. La nette croissance des exportations d'énergie qui en est résultée durant la période a eu une profonde incidence sur la tendance des émissions (voir la section S.4.1 pour d'autres précisions).

Changements par rapport au Rapport d'inventaire national précédent

À cause des modifications et des améliorations apportées au rapport d'inventaire, les estimations pour les années 1990 à 2006 ont été revues. L'utilisation de nouveaux coefficients d'émissions (CO₂) provinciaux pour le gaz naturel, d'une méthode plus précise pour estimer les émissions fugitives et de nouvelles données sur l'énergie a entraîné une modification des estimations des émissions du secteur de l'énergie. De plus, de nouvelles estimations des émissions attribuables aux animaux et des corrections apportées au modèle de gaz d'enfouissement ont modifié la valeur des émissions totales des secteurs de l'agriculture et des déchets, respectivement.

Les émissions totales de GES déjà déclarées (en mai 2008) ont donc été révisées à la baisse (de 721 Mt à 718 Mt en 2006) dans l'inventaire de cette année, alors que ceux de 1990 sont demeurés sensiblement les mêmes, à 592 Mt (ces données n'incluent pas le secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie). L'impact global de ces changements est une baisse de la croissance déclarée des émissions pour la période 1990-2006, qui passe de 21,7 % à 21,4 %.

ES.3 Estimations et tendances des émissions et des absorptions**ES.3.1 Émissions et absorptions en 2007**

Le tableau S-2 donne une description détaillée des émissions et des éliminations de GES au Canada en 2007. Par rapport à l'ensemble des GES, le CO₂ a représenté 79 % des émissions totales, et le CH₄, 13 %. Le N₂O a constitué 6 % des émissions, et les PFC, le SF₆ et les HFC le reste, soit moins de 2 %.

Tableau S-2 : Émissions canadiennes de GES, par gaz et par secteur, en 2007

Catégories de gaz à effet de serre

Potentiel de réchauffement planétaire	Unité	Gaz à effet de serre								TOTAL
		CO ₂	CH ₄	CH ₄ ²¹	N ₂ O	N ₂ O ³¹⁰	HFC	PFC	SF ₆	
		kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹		590 000	4 800	100 000	150	48 000	4 900	2 200	1 800	747 000
ÉNERGIE		550 000	2 600	54 000	30	10 000	—	—	—	614 000
a. Sources de combustion fixes		343 000	200	4 000	8	3 000	—	—	—	350 000
Production d'électricité et de chaleur		125 000	5,2	110	2	700	—	—	—	126 000
Industries des combustibles fossiles		67 500	100	2 000	1	400	—	—	—	70 000
Raffinage et valorisation du pétrole		18 000	—	—	0,4	100	—	—	—	18 000
Production de combustibles fossiles		49 200	100	2 000	1	300	—	—	—	52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		23 100	0,4	9	0,5	200	—	—	—	23 300
Industries manufacturières		47 400	3	60	2	500	—	—	—	47 900
Sidérurgie		6 580	0,2	5	0,2	60	—	—	—	6 640
Métaux non ferreux		3 360	0,08	2	0,05	20	—	—	—	3 380
Produits chimiques		6 640	0,14	2,9	0,1	40	—	—	—	6 680
Pâtes et papiers		5 480	2	40	0,8	300	—	—	—	5 770
Ciment		4 890	0,1	2	0,04	10	—	—	—	4 910
Autres industries manufacturières		20 400	0,4	8	0,4	100	—	—	—	20 600
Construction		1 280	0,02	0,5	0,03	10	—	—	—	1 290
Commercial et institutionnel		34 900	0,6	10	0,7	200	—	—	—	35 200
Résidentiel		41 100	90	2 000	2	500	—	—	—	44 000
Agriculture et foresterie		2 220	0,04	0,8	0,07	20	—	—	—	2 240
b. Transport²		192 000	30	600	20	8 000	—	—	—	200 000
Transport aérien intérieur		7 600	0,4	9	0,7	200	—	—	—	7 800
Transport routier		133 000	9,4	200	11	3 300	—	—	—	137 000
Véhicules légers à essence		40 000	3,0	64	3,5	1 100	—	—	—	41 100
Camions légers à essence		43 300	3,3	68	5,2	1 600	—	—	—	45 000
Véhicules lourds à essence		6 480	0,36	7,6	0,48	150	—	—	—	6 640
Motos		260	0,17	3,6	0,01	1,6	—	—	—	265
Automobiles à moteur diesel		439	0,01	0,2	0,04	10	—	—	—	450
Camions légers à moteur diesel		2 270	0,06	1	0,2	60	—	—	—	2 330
Véhicules lourds à moteur diesel		39 700	2	40	1	400	—	—	—	40 100
Véhicules au propane ou au gaz naturel		812	0,7	20	0,02	5	—	—	—	830
Transport ferroviaire		6 010	0,3	7	2	800	—	—	—	7 000
Transport maritime intérieur		5 740	0,4	9	1	400	—	—	—	6 100
Autres		39 000	20	400	10	3 000	—	—	—	42 000
Véhicules hors route à essence		7 200	9	200	0,2	50	—	—	—	7 400
Véhicules hors route à moteur diesel		22 000	1	30	9	3 000	—	—	—	25 000
Pipelines		9 520	9,5	200	0,3	80	—	—	—	9 800
c. Sources fuitives		16 000	2 300	49 000	0,1	40	—	—	—	64 800
Exploitation de la houille		—	40	800	—	—	—	—	—	800
Pétrole et gaz naturel		15 900	2 290	48 100	0,1	40	—	—	—	64 100
Pétrole		220	26,5	5 570	0,1	30	—	—	—	5 820
Gaz naturel		65,1	1 010	21 200	—	—	—	—	—	21 300
Évacuation		10 500	1 010	21 300	0,01	4	—	—	—	31 700
Torçage		5 200	3,6	76	0,01	2	—	—	—	5 300
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		40 000	—	—	8,47	2 630	4 900	2 200	1 800	51 400
a. Produits minéraux		9 400	—	—	—	—	—	—	—	9 400
Production de ciment		7 300	—	—	—	—	—	—	—	7 300
Production de chaux		1 600	—	—	—	—	—	—	—	1 600
Utilisation de produits minéraux ³		584	—	—	—	—	—	—	—	584
b. Industries chimiques		6 200	—	—	8,47	2 630	—	—	—	8 900
Production d'ammoniac		6 200	—	—	—	—	—	—	—	6 200
Production d'acide nitrique		—	—	—	3,66	1 130	—	—	—	1 130
Production d'acide adipique		—	—	—	4,8	1 500	—	—	—	1 500
c. Production de métaux		11 100	—	—	—	—	—	2 200	535	13 800
Sidérurgie		6 030	—	—	—	—	—	—	—	6 030
Production d'aluminium		5 100	—	—	—	—	—	2 200	12,4	7 300
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage de magnésium		—	—	—	—	—	—	—	522	522
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆		—	—	—	—	—	4 900	4	1 200	6 200
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		13 000	—	—	—	—	—	—	—	13 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS		—	—	—	1,0	320	—	—	—	320
AGRICULTURE		—	1 200	26 000	110	34 000	—	—	—	60 000
a. Fermentation entérique		—	1 100	23 000	—	—	—	—	—	23 000
b. Gestion des fumiers		—	140	3 000	15	4 800	—	—	—	7 800
c. Sols agricoles		—	—	—	94	29 000	—	—	—	29 000
Sources directes		—	—	—	47	15 000	—	—	—	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos		—	—	—	13	3 900	—	—	—	3 900
Sources indirectes		—	—	—	30	10 000	—	—	—	10 000
DÉCHETS		190	970	20 000	2	700	—	—	—	21 000
a. Enfouissement de déchets solides		—	960	20 000	—	—	—	—	—	20 000
b. Épuration des eaux usées		—	12	260	2	700	—	—	—	930
c. Incinération des déchets		190	0,09	2	0,2	50	—	—	—	250
Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie		35 000	290	6 200	12	3 800	—	—	—	45 000
a. Terres forestières		29 000	280	5 900	12	3 700	—	—	—	38 000
b. Terres cultivées		-3 600	7	200	0,3	100	—	—	—	-3 400
c. Prairies		—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Terres humides		3 000	0	—	0	—	—	—	—	3 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50	—	—	—	8 000

Notes :

1 Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2 Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3 La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

- : absence d'émission

0,0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

Environ 74 % des émissions totales de GES en 2007 proviennent de la combustion de combustibles fossiles. Une autre tranche de 9 % provient de sources fugitives, ce qui fait que plus de 82 % des émissions proviennent du secteur de l'énergie. Une ventilation sectorielle des émissions totales du Canada en 2007 est donnée à la figure S-3.

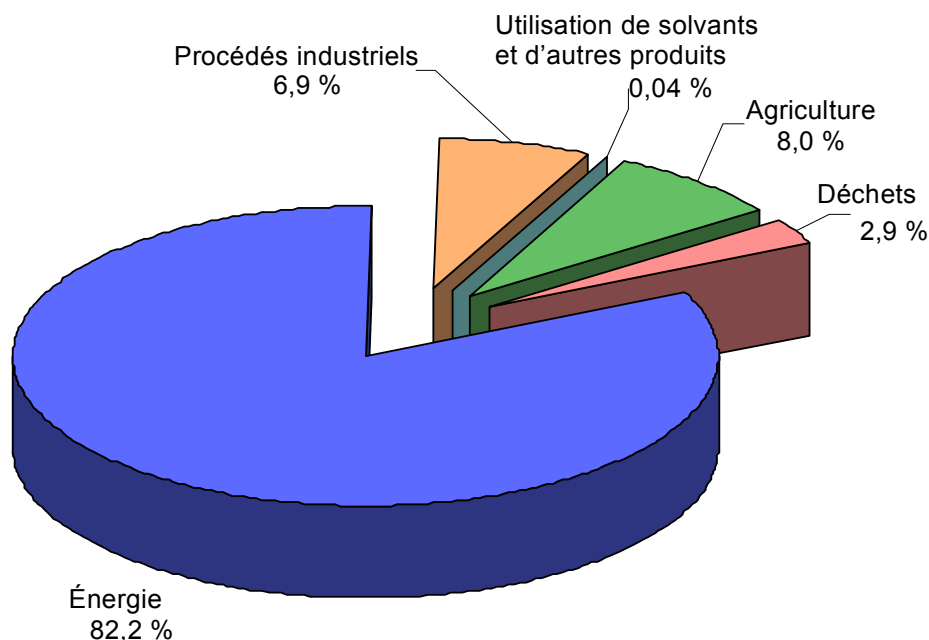


Figure S-3 : Ventilation sectorielle des émissions canadiennes de GES en 2007

Conformément aux exigences de déclaration, les estimations pour le secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie ne sont pas comprises dans les totaux nationaux. Ce secteur a affiché des émissions nettes globales de 45 Mt en 2007. Si ces chiffres étaient inclus dans les totaux nationaux, on noterait une hausse de 6 % des émissions.

ES.3.2 Tendances sectorielles

ES.3.2.1 Changements à court terme

Le tableau S-3 présente les changements survenus dans les émissions et les absorptions de GES du Canada, par secteur, entre 1990 et 2007. Comme il a été mentionné plus haut, les émissions de 2007 sont estimées à environ 747 Mt, ce qui constitue une augmentation de 4,0 % par rapport aux niveaux de 2006 et de 0,8 % par rapport à ceux de 2004. Dans l'ensemble, la tendance à long terme indique que les émissions de 2007 se situaient autour de 26 % au-dessus du total révisé de 1990, soit 592 Mt, ce qui révèle une différence entre la tendance à long terme et les changements plus récents.

Depuis 2003, les tendances relativement aux émissions de GES ont d'abord montré un ralentissement de l'augmentation, et ensuite une diminution qui s'est poursuivie jusqu'en 2006. Cette diminution a été de plus de 22 Mt (3,1 %). Comme on peut le voir au tableau S-1, les changements survenus dans les émissions s'accompagnent d'une baisse de la consommation nationale d'énergie. Bien qu'il y ait eu des augmentations marquées dans certains secteurs (en

particulier celui des transports routiers et, dans une moindre mesure, dans celui des procédés industriels), elles ont été contrebalancées par un plus grand déclin des émissions dues à la production d'électricité et de chaleur et à une réduction des émissions des industries des combustibles fossiles, qui ensemble constituent un renversement des tendances à long terme. Les émissions résidentielles, commerciales et institutionnelles de GES ont également beaucoup diminué. Entre 2006 et 2007, par contre, les émissions ont augmenté de 29 Mt.

La fluctuation des émissions depuis 2003-2004 est due aux changements de la composition des ressources utilisées pour produire de l'électricité (l'utilisation de charbon a augmenté dans certaines provinces, mais a varié en Ontario à cause de la disponibilité d'énergies hydroélectrique et nucléaire). Cette situation a eu une incidence sur les émissions provenant de la production de combustibles fossiles (à cause du niveau des activités d'extraction de pétrole) de même que sur la demande en combustibles de chauffage qui a baissé au cours des hivers généralement plus doux entre 2004 et 2006 et augmenté (d'environ 10 %) pendant l'hiver plus froid de 2007.

Les émissions totales de gaz à effet de serre du Canada ont augmenté de 6,2 Mt (0,8 %) entre 2004 et 2007. Même si d'importantes augmentations ont été enregistrées dans certains secteurs (notamment les transports terrestres et l'exploitation minière), elles ont été contrebalancées par des baisses dans la plupart des sous-secteurs des procédés industriels et dans tous les sous-secteurs de l'agriculture ainsi que par des baisses des émissions de combustion provenant du sous-secteur des industries de pâtes et papiers et du sous-secteur commercial et industriel.

Entre 2004 et 2007, les émissions de gaz à effet de serre provenant de la production d'électricité et de chaleur ont diminué d'environ 10 Mt. Étant donné l'augmentation de l'utilisation d'énergie à base de charbon dans certains secteurs, la production houillère et pétrolière a varié selon la disponibilité d'énergies hydroélectrique et nucléaire et, dans une certaine mesure, d'énergie éolienne, lorsque les conditions le permettaient. En effet, la production hydroélectrique a augmenté dans tout le Canada à cause de la montée des niveaux d'eau (les précipitations durant chacune des années 2004, 2005 et 2006 ont dépassé la moyenne sur trente ans) et de la capacité accrue de production hydroélectrique. De plus, pendant ce temps, des efforts ont été entrepris en Ontario pour diminuer la production houillère par la remise en service d'un certain nombre de centrales nucléaires. Ces efforts ont donné de meilleurs résultats en 2006 qu'en 2007, année pendant laquelle des interruptions dans des installations nucléaires ont entraîné une hausse de la production houillère et, donc, des émissions.

Les industries des combustibles fossiles⁴, qui comprennent la production, le raffinage et le transport du pétrole, du gaz et du charbon, ont présenté une augmentation de 7,4 Mt (4,6 %) des émissions de gaz à effet de serre entre 2004 et 2007. Au cours de la même période, les exportations de pétrole brut ont augmenté de 12 %, alors que la production du même produit a augmenté de 8 %. Par contre, la consommation domestique de pétrole brut a diminué d'environ 4 %. Pendant ce temps, le prix moyen annuel de ce produit a presque doublé.

Les émissions dues à l'exploitation minière et à l'extraction du pétrole et du gaz ont augmenté de 57 % (8,4 Mt) entre 2004 et 2007, principalement à cause de l'exploitation accrue des sables bitumineux en Alberta. Cette situation a été partiellement neutralisée par l'atteinte d'un plateau dans la production canadienne de gaz naturel et par une diminution de la production de pétrole classique.

⁴ Total de la production de combustibles fossiles, des pipelines (transport) et des émissions fugitives.

En moyenne, les foyers et les entreprises du Canada ont consommé, chaque année entre 2004 et 2006, moins d'énergie pour le chauffage, en raison des hivers généralement plus doux. À l'échelle nationale, en 2007, les degrés-jours de chauffage, un indicateur de la nécessité de chauffer les locaux à cause de la rigueur des températures, ont augmenté de près de 10 % par rapport à 2006. Cet état de choses a tout probablement eu une incidence sur la consommation de combustibles fossiles, en particulier dans les secteurs résidentiel, commercial et institutionnel, où les émissions ont augmenté en tout de 5,5 Mt, ou 7,5 %, depuis 2006.

ES.3.2.2 Tendances à long terme

Bien que les tendances à long terme (de 1990 à 2007) des émissions sous-sectorielles aient présenté des baisses et des hausses, les hausses l'ont emporté de loin, d'où une croissance nette de 155 Mt, ou 26 %. La plus grande partie de cette croissance est observée dans le secteur de l'énergie où ce sont les industries énergétiques (industries des combustibles fossiles et de la production d'électricité et de chaleur), les transports routiers, les secteurs commercial et institutionnel ainsi que l'exploitation minière qui ont le plus contribué à la hausse.

Parmi les activités des industries de l'énergie et des combustibles fossiles figurent à la fois les sources de combustion (industries des combustibles fossiles et pipelines) et les sources fugitives (extraction du charbon et industrie du pétrole et du gaz naturel)⁵. Les industries des combustibles fossiles ont montré une augmentation nette d'environ 44 Mt d'émissions de GES de 1990 à 2007 (croissance de 44 %). Ces émissions sont attribuables à l'extraction du charbon et à la production, au transport, à la transformation, au raffinage et à la distribution de tous les produits pétroliers et gaziers.

En 2007, la production totale de pétrole brut et de gaz naturel montrait une augmentation de 68 % par rapport aux niveaux de 1990. Ces tendances sont attribuables à une forte demande, surtout aux États-Unis, le marché de l'exportation étant celui qui montrait la croissance de loin la plus rapide⁶ (voir la section S.4.1). Même si la hausse de la demande explique une grande partie de la tendance des émissions, elle ne représente pas le tableau dans son ensemble.

Les réserves facilement exploitables de brut classique chutent depuis bien avant 1990. C'est pourquoi la consommation d'énergie par unité de pétrole classique produite a augmenté (Neitzert *et al.*, 1999). En fait, entre 1990 et 2000, les besoins énergétiques par baril de pétrole classique extrait de qualité légère ou moyenne ont pratiquement doublé (Nyboer et Tu, 2008). En même temps, la production de brut synthétique à forte intensité d'énergie et de GES (p. ex., à partir des sables bitumineux) est devenue de plus en plus concurrentielle par rapport à l'extraction de pétrole classique. Ces tendances ont également contribué dans une large mesure à l'augmentation rapide des émissions de l'industrie pétrolière et gazière au cours de la période de 1990 à 2007.

L'intensité des émissions varie d'une année à l'autre et dépend de l'analyse des produits comparés. Toutefois, selon une recherche effectuée par Environnement Canada⁷, l'intensité moyenne des émissions de GES (émissions par unité de production d'énergie) pour toutes les activités de production et de traitement du pétrole et du gaz ont augmenté de 12 % entre 1990 et

⁵ Il y a un certain chevauchement avec l'exploitation minière (qui, du fait des catégorisations de l'Alberta Energy Utilities Board et de Statistique Canada, comprend une partie des activités d'exploitation des sables bitumineux), mais les émissions issues de l'exploitation minière ne sont pas incluses ici dans la catégorie des industries des combustibles fossiles.

⁶ Une grande partie des produits pétroliers raffinés utilisés au Canada sont dérivés du pétrole importé.

⁷ Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, 2009. Intensité des émissions fondée sur des données de Statistique Canada et les méthodes d'estimation de l'inventaire.

2007 (figure S-4). Au cours de cette période, l'intensité de la production de pétrole (de qualité légère, moyenne et lourde) classique a connu une hausse de 23 %.

En 2007, l'exploitation, l'extraction et la valorisation des sables bitumineux ont entraîné environ 1,7 fois plus de GES que la production de pétrole classique. Cependant, l'industrie des sables bitumineux a réduit ses émissions par unité; en 2007, l'intensité était 33 % plus basse qu'en 1990.

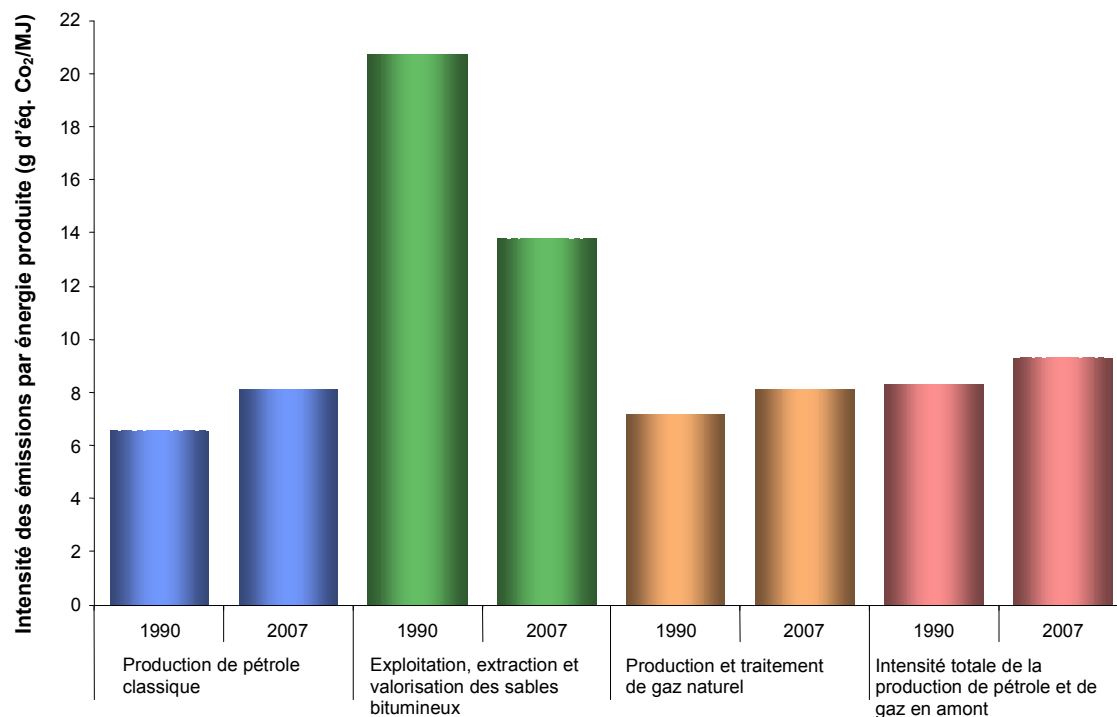


Figure S-4 : Intensité des émissions de gaz à effet de serre relatives à la production de pétrole et de gaz

La production d'électricité et de chaleur, qui représente l'autre volet des industries énergétiques, a elle aussi affiché de fortes hausses. L'augmentation de la demande d'électricité a fait grimper les émissions de GES de 31 Mt entre 1990 et 2007. En 2007, la demande totale d'électricité a été supérieure d'environ 106 térawattheures (TWh) à celle de 1990⁸. Même si la tendance affiche une certaine baisse au cours des dernières années, la proportion toujours plus grande de combustibles fossiles produisant un niveau d'émissions élevé utilisés dans les méthodes de production a aggravé l'intensité moyenne des émissions de GES de la production d'électricité au cours de cette période. Au bout du compte, entre 1990 et 2007, même si la production a augmenté de 30 %, les émissions de GES se sont accrues de 32 %, soit plus que l'augmentation de la production.

L'élément de la tendance qui revêt le plus d'importance est sans contredit l'augmentation des émissions de GES provenant des centrales électriques au charbon à partir du milieu des années 1990. Elles ont ensuite commencé à diminuer entre 2002 et 2006. Cette baisse des émissions est

⁸ Statistique Canada, *Guide statistique de l'énergie*. Janvier 2009.

attribuable à la remise en fonctionnement d'un certain nombre de centrales nucléaires et à un engagement de réduire la production de charbon en Ontario, ainsi qu'au passage au gaz naturel dans un certain nombre de régions du pays. Comme les tendances à court terme l'indiquent, cependant, les pannes dans les installations nucléaires ontariennes ont encore une fois entraîné, entre 2006 et 2007, une augmentation de la production houillère et des émissions attribuables à la production d'électricité à base de charbon. Bien qu'elles aient eu quelques effets avant 2007, on s'attend à ce que les sources d'énergie renouvelables autres que la filière hydroélectrique aient des répercussions plus importantes sur les réductions d'émissions après 2007 à cause de l'augmentation rapide de la capacité installée de la filière éolienne au Canada. Quoi qu'il en soit, les coûts des combustibles et de la production demeureront probablement des déterminants majeurs de la réduction plus marquée dans l'avenir de la production d'électricité au charbon et des émissions de GES qui l'accompagnent.

Les émissions provenant des transports routiers ont augmenté de 38 Mt (39 %) entre 1990 et 2007. Ce qu'il faut retenir pour ce sous-secteur, c'est l'augmentation de 24 Mt (presque 120 %) des émissions des camions légers à essence. Cette augmentation a été partiellement neutralisée par des baisses de 4,7 Mt des émissions des véhicules légers à essence et de 1,4 Mt des émissions des véhicules alimentés par d'autres types de carburant (propane et gaz naturel).

Tableau S-3 : Émissions canadiennes de GES, par secteur, certaines années

Catégories de gaz à effet de serre	1990	2000	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'équivalent CO₂</i>						
TOTAL¹	592 000	717 000	741 000	741 000	731 000	718 000	747 000
ÉNERGIE	469 000	587 000	609 000	603 000	593 000	581 000	614 000
a. Sources de combustion fixes	281 000	344 000	360 000	349 000	336 000	324 000	350 000
Production d'électricité et de chaleur	95 500	132 000	135 000	127 000	125 000	117 000	126 000
Industries des combustibles fossiles	51 000	66 000	74 000	72 000	66 000	66 000	70 000
Raffinage et valorisation du pétrole	16 000	14 000	19 000	18 000	17 000	16 000	18 000
Production de combustibles fossiles	36 000	53 000	54 000	53 000	49 000	50 000	52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole ¹	6 190	10 400	15 800	14 900	15 600	16 800	23 300
Industries manufacturières	55 000	53 400	49 800	51 500	47 600	47 000	47 900
Sidérurgie	6 480	7 160	6 350	6 460	6 450	6 220	6 640
Métaux non ferreux	3 190	3 190	3 200	3 230	3 270	3 230	3 380
Produits chimiques	7 140	7 910	5 870	6 830	6 400	6 820	6 680
Pâtes et papiers	13 700	11 000	9 060	9 400	7 180	5 860	5 770
Ciment	3 830	4 170	4 450	4 620	4 890	5 070	4 910
Autres industries manufacturières	20 600	19 900	20 800	20 900	19 400	19 800	20 600
Construction	1 870	1 070	1 290	1 340	1 360	1 300	1 290
Commercial et institutionnel	25 700	33 100	37 700	37 700	36 700	33 400	35 200
Résidentiel	43 000	45 000	45 000	43 000	42 000	40 000	44 000
Agriculture et foresterie	2 390	2 540	2 190	2 090	1 970	1 910	2 240
b. Transport²	145 000	178 000	183 000	188 000	192 000	191 000	200 000
Transport aérien intérieur	6 400	6 500	7 200	7 800	7 900	7 700	7 800
Transport routier	98 400	119 000	125 000	129 000	131 000	133 000	137 000
Véhicules légers à essence	45 800	42 100	41 400	41 100	39 900	39 900	41 100
Camions légers à essence	20 700	36 800	40 500	42 000	43 100	43 600	45 000
Véhicules lourds à essence	7 810	5 290	6 050	6 400	6 300	6 430	6 640
Motos	146	158	226	245	252	256	265
Automobiles à moteur diesel	355	353	398	431	432	435	450
Camions légers à moteur diesel	707	1 690	1 880	1 990	2 130	2 230	2 330
Véhicules lourds à moteur diesel	20 700	31 300	34 100	36 500	38 100	38 900	40 100
Véhicules au propane ou au gaz naturel	2 200	1 100	820	860	720	790	830
Transport ferroviaire	7 000	7 000	6 000	6 000	6 000	6 000	7 000
Transport maritime intérieur	5 000	5 100	6 100	6 600	6 400	5 800	6 100
Autres	29 000	41 000	38 000	38 000	41 000	39 000	42 000
Véhicules hors route à essence	6 700	7 600	7 800	7 700	7 300	6 700	7 400
Véhicules hors route à moteur diesel	15 000	22 000	22 000	22 000	23 000	23 000	25 000
Pipelines	6 850	11 200	9 050	8 470	10 100	9 610	9 800
c. Sources fuyitives	42 700	64 700	65 700	65 600	64 700	65 800	64 800
Exploitation de la houille	2 000	900	900	700	700	700	800
Pétrole et gaz naturel	40 700	63 700	64 800	64 900	63 900	65 100	64 100
Pétrole	4 180	5 430	5 780	5 940	5 650	5 720	5 820
Gaz naturel	12 900	19 400	20 100	20 400	20 800	21 400	21 300
Évacuation	19 300	33 500	33 300	33 000	32 000	32 000	31 700
Torçage	4 400	5 400	5 700	5 600	5 500	6 000	5 300
PROCÉDES INDUSTRIELS	54 800	51 100	51 200	55 400	55 100	54 600	51 400
a. Produits minéraux	8 300	9 600	9 100	9 500	9 500	9 600	9 400
Production de ciment	5 400	6 700	6 800	7 100	7 200	7 300	7 300
Production de chaux	1 800	1 900	1 700	1 800	1 700	1 600	1 600
Utilisation de produits minéraux ³	1 090	1 020	612	585	589	660	584
b. Industries chimiques	17 000	8 900	8 500	11 000	10 000	9 000	8 900
Production d'ammoniac	5 000	6 800	6 100	6 800	6 300	6 600	6 200
Production d'acide nitrique	1 010	1 230	1 260	1 230	1 250	1 230	1 130
Production d'acide adipique	11 000	900	1 100	3 100	2 600	1 200	1 500
c. Production de métaux	19 500	18 900	17 200	16 700	16 500	16 800	13 800
Sidérurgie	7 060	7 900	7 040	7 200	7 020	7 760	6 030
Production d'aluminium	9 300	8 200	7 700	7 300	8 200	7 700	7 300
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage de magnésium	3 110	2 780	2 480	2 190	1 290	1 390	522
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	2 300	4 500	6 000	5 500	6 400	6 500	6 200
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	8 000	9 200	10 000	13 000	12 000	13 000	13 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	170	240	220	210	180	320	320
AGRICULTURE	48 000	59 000	60 000	62 000	62 000	61 000	60 000
a. Fermentation entérique	17 000	21 000	22 000	23 000	24 000	23 000	23 000
b. Gestion des fumiers	6 000	7 400	7 800	8 000	8 100	8 000	7 800
c. Sols agricoles	26 000	30 000	29 000	30 000	30 000	30 000	29 000
Sources directes	14 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos	2 600	3 600	3 900	4 000	4 100	4 000	3 900
Sources indirectes	9 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
DÉCHETS	19 000	20 000	21 000	21 000	21 000	22 000	21 000
a. Enfouissement de déchets solides	18 000	19 000	19 000	20 000	20 000	20 000	20 000
b. Épuration des eaux usées	740	860	890	900	900	910	930
c. Incinération des déchets	400	250	230	230	240	240	250
Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie	-52 000	-80 000	56 000	120 000	41 000	41 000	45 000
a. Terres forestières	-79 000	-93 000	46 000	110 000	32 000	33 000	38 000
b. Terres cultivées	13 000	1 900	-490	-960	-2 100	-2 300	-3 400
c. Prairies	-	-	-	-	-	-	-
d. Terres humides	5 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
e. Zones de peuplement	10 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. La catégorie de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

- : aucune émission

0.0 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs

La principale cause de cette tendance nette à la hausse des émissions est l'augmentation du nombre de passagers-kilomètres parcourus (un plus grand nombre de personnes ont effectué de plus longs trajets) (RNCAN, 2005). Cependant, ce sont les passagers-kilomètres parcourus en camions légers qui ont augmenté, alors que la circulation en voiture a diminué. Cette situation est due au nombre de camions légers sur la route qui a doublé entre 1990 et 2005, alors que le nombre d'automobiles est demeuré sensiblement le même. Étant donné que les camions légers produisent plus d'émissions par kilomètre que les automobiles, la popularité croissante des véhicules utilitaires sport (VUS) et des camionnettes a aggravé l'incidence sur les émissions de la croissance du nombre de gens qui parcourent de plus longs trajets.

Les recherches incitent à penser⁹ qu'au cours de la période 1990 à 2004, près de 10 % de la hausse des émissions provenant des automobiles et des camions légers peut être attribuable uniquement aux changements survenus dans le type de véhicules particuliers que l'on conduit. Ce qui est sans doute encore plus préoccupant, c'est la tendance globale à l'augmentation de la puissance des véhicules, qui a annulé l'amélioration plutôt substantielle de l'efficacité des moteurs à combustion interne.

Les émissions des véhicules lourds à moteur diesel (camions lourds transportant des marchandises) ont augmenté de 19 Mt entre 1990 et 2007, soit une hausse de 94 %. Sous l'effet du libre-échange et de la déréglementation de l'industrie du camionnage, la quantité de marchandises expédiées a rapidement augmenté au cours de cette période. De plus, la quantité de marchandises expédiées par camion (plutôt que par d'autres moyens de transport, comme le train) a augmenté en raison des échanges transfrontaliers et du fait que les clients exigent des livraisons juste-à-temps (RNCAN, 2005).

Le volet commercial et institutionnel a affiché une augmentation de 9 Mt (37 %) des émissions de GES entre 1990 et 2007. À l'origine d'une telle tendance figure une augmentation de 25,5 % de la superficie utile des immeubles commerciaux et institutionnels (bureaux, écoles, magasins, immeubles gouvernementaux, etc.) survenue entre 1990 et 2005 en conséquence de la croissance de l'économie canadienne pendant cette période. La demande d'énergie dans les édifices commerciaux dépend également des conditions météorologiques. En termes de degrés-jours de chauffage, l'année 2007 a été plus chaude d'environ 6 % que 1990, ce qui a contribué à réduire l'augmentation des émissions; cependant, l'incidence de la superficie occupée reste prépondérante.

L'exploitation minière a connu une forte augmentation de ses émissions entre 1990 et 2007, soit 17 Mt (environ 276 %), causée en grande partie par un accroissement de l'activité économique, principalement dans le domaine de l'extraction de pétrole non classique (sables bitumineux).

Un autre secteur qui a contribué à l'augmentation à plus long terme des émissions de GES, quoique dans une moindre mesure que le secteur de l'énergie, est celui de l'agriculture. Ce secteur a affiché, entre 1990 et 2007, une hausse de 11 Mt (23 %) des émissions, ce qui résulte avant tout de l'expansion des industries de l'élevage des bovins de boucherie, des porcs et de la volaille, ainsi que d'une augmentation de l'utilisation d'engrais azotés synthétiques dans les Prairies.

Outre la réduction déjà mentionnée des émissions des automobiles, trois sous-secteurs des procédés industriels ont contribué à contrebalancer la croissance des émissions de 1990 à 2007 :

⁹ Adapté de RNCAN (2005).

la production d'acide adipique (industrie chimique), la production d'aluminium et l'utilisation du SF₆ dans les fonderies et les mouleries de magnésium (deux éléments de la production de métaux).

Dans la seule usine de fabrication d'acide adipique du Canada, l'installation d'un système antipollution en 1997 a entraîné une importante baisse des émissions de N₂O. Même s'il a été provisoirement mis hors service en 2004 (avec pour conséquence des réductions moins importantes de N₂O cette année-là), ce système a fait baisser les émissions de GES, en 2007, de 9,2 Mt (86 %) par rapport à 1990.

Dans l'industrie de l'aluminium (qui émet à la fois du CO₂ et des PFC), les émissions de PFC ont diminué grâce à l'utilisation accrue de dispositifs de surveillance électronique et de contrôle automatique des émissions qui permettent de mieux contrôler la réaction à l'anode. De ce fait, entre 1990 et 2007, les émissions totales de GES attribuables aux procédés des alumineries ont reculé de 2,0 Mt (22 %), alors que la production d'aluminium de première fusion a augmenté de manière significative. Au cours de la même période, les émissions attribuables aux sous-secteurs des procédés industriels, tels que la production de ciment et la production d'ammoniac, ont augmenté considérablement à cause de l'intensification des activités dans les secteurs de la construction et de l'agriculture.

Même si le secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie (ATCATF) ne contribue pas aux totaux nationaux, il est intéressant d'en examiner les tendances. Les changements dans les émissions par les sources et les absorptions par les puits semblent indiquer que l'ensemble de ce secteur a tendance à passer de puits à source de CO₂. En 2007, le flux net y correspondait à une source nette de 45 Mt. Les tendances du secteur de l'ATCATF sont principalement tributaires de celles des terres forestières. Le flux net de ces terres montre une forte variabilité interannuelle due aux régimes erratiques des incendies de forêt qui masquent d'autres régimes sous-jacents directement associés à l'activité humaine. Ainsi, au cours des 10 dernières années, on a retiré en moyenne 48 Mt de carbone annuellement des forêts sous forme de bois récolté, ce qui représente une augmentation de 19 % depuis le début des années 1990. Ce sont néanmoins les conséquences des perturbations majeures récentes dans les forêts, notamment l'invasion du dendroctone du pin ponderosa dans l'Ouest du pays et les incendies qui ont ravagé de vastes régions en 1995, 1998 et 2002, qui ont indiscutablement dominé les régimes d'émission et d'absorption de gaz à effet de serre dans les forêts aménagées. En 2007, le stockage de carbone dans les terres arables correspondait à un puits net de 3,4 Mt. L'adoption continue de pratiques de culture sans labour ou de travail réduit du sol et la réduction des jachères d'été ont accru la capacité des terres cultivées à agir comme des puits.

ES.4 Autres données

ES.4.1 Émissions dues aux exportations de pétrole et de gaz naturel

Le Canada est riche en ressources de combustibles fossiles, et l'industrie qui s'y rattache contribue de manière significative à son économie. Une quantité de la production de pétrole et de gaz au Canada, nettement plus importante aujourd'hui qu'elle ne l'était par le passé, est vendue sur les marchés mondiaux. Entre 1990 et 2007, les exportations de pétrole ont augmenté de 181 % pour atteindre 4 157 pétajoules (PJ)¹⁰ (presque trois fois le taux de croissance de la production

¹⁰ Le pétajoule (PJ) est une mesure de la teneur en énergie des combustibles.

pétrolière) (tableau S-4); les exportations de gaz naturel ont augmenté de 173 %, s'élevant à 4 199 PJ (soit environ 2,5 fois le taux de croissance de la production de gaz naturel) (tableau S-5)¹¹. Durant cette période, la somme des exportations de pétrole et de gaz a augmenté de 177 % (tableau S-6). Il est important de noter que les exportations de gaz naturel n'ont pas beaucoup changé depuis 2000. Il est peu probable que l'on observe des augmentations dans l'avenir étant donné que la production diminue à la suite de la baisse des réserves du plus vaste gisement de gaz naturel du Canada (le bassin sédimentaire de l'ouest du Canada) (Nyboer et Tu, 2006).

L'augmentation des exportations canadiennes de combustibles fossiles a été en partie contrebalancée par celle des importations. Ainsi, on a importé 60 % plus d'énergie tirée de l'exploitation du pétrole brut en 2007 qu'en 1990. La répartition des changements entre les exportations, les importations et la production se traduit par une augmentation de la consommation intérieure apparente de 20 % entre 1990 et 2007 (tableau S-6).

Les activités liées à l'industrie pétrolière et gazière entraînent des émissions considérables de GES. Entre 1990 et 2007, la croissance des exportations de pétrole et de gaz (surtout vers les États-Unis) a contribué de façon importante à l'augmentation des émissions. Les émissions totales issues de la production, de la transformation et du transport de l'ensemble du pétrole et du gaz destinés à l'exportation étaient d'environ 94 Mt en 2007, soit une hausse de 180 % par rapport à 1990 (tableau S-6).

Tableau S-4 : Pétrole brut - production, exportation et tendances des émissions de GES, certaines années

Pétrole brut	1990	2004	2005	2006	2007
Production nationale (PJ)	3 765	5 861	5 754	6 060	6 314
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>56</i>	<i>53</i>	<i>61</i>	<i>68</i>
Énergie importée (PJ)	1 198	2 092	2 071	1 899	1 920
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>75</i>	<i>73</i>	<i>58</i>	<i>60</i>
Énergie exportée (PJ)	1 478	3 699	3 607	4 041	4 157
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>150</i>	<i>144</i>	<i>173</i>	<i>181</i>
Consommation intérieure apparente (PJ)	3 485	4 254	4 219	3 917	4 077
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>22</i>	<i>21</i>	<i>12</i>	<i>17</i>
Émissions liées aux exportations brutes (Mt d'éq. CO₂)	21,7	52,4	52,0	55,7	57,5
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>142</i>	<i>140</i>	<i>157</i>	<i>165</i>
Émissions liées aux exportations nettes¹ (Mt d'éq. CO₂)	12,6	36,2	34,7	38,7	40,3
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>189</i>	<i>176</i>	<i>208</i>	<i>221</i>

Notes :

1. Consulter le tableau sur les émissions des exportations nettes.

SO = sans objet.

¹¹ La source de toutes les données d'exportation et de production d'énergie est : Statistique Canada, *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada*, n° 57-003. Les émissions de GES de 1990 à 2007 liées aux exportations nettes proviennent d'Environnement Canada (2008).

Tableau S-5 : Gaz naturel -- Production, exportation et tendances des émissions de GES, certaines années

Gaz naturel	1990	2004	2005	2006	2007
Production nationale (PJ)	4 184	7 118	7 183	7 196	7 030
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>70</i>	<i>72</i>	<i>72</i>	<i>68</i>
Énergie importée (PJ)	24,2	416,3	363,9	368,9	475,9
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>1 619</i>	<i>1 403</i>	<i>1 423</i>	<i>1 865</i>
Énergie exportée (PJ)	1 537	4 035	4 061	3 901	4 199
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>162</i>	<i>164</i>	<i>154</i>	<i>173</i>
Consommation intérieure apparente (PJ)	2 671	3 500	3 486	3 663	3 307
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>31</i>	<i>31</i>	<i>37</i>	<i>24</i>
Émissions liées aux exportations brutes (Mt d'éq. CO₂)	12,1	34,5	35,6	35,1	37,0
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>186</i>	<i>195</i>	<i>190</i>	<i>206</i>
Émissions liées aux exportations nettes (Mt d'éq. CO₂)	11,8	29,7	31,3	31,4	31,8
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>151</i>	<i>165</i>	<i>165</i>	<i>170</i>

Notes :

1. Consulter le tableau sur les émissions des exportations nettes.

SO = sans objet.

Tableau S-6 : Total du pétrole brut et du gaz naturel - Production, exportation et tendances des émissions de GES, certaines années

Pétrole brut et gaz naturel	1990	2004	2005	2006	2007
Production nationale (PJ)	7 949	12 979	12 937	13 256	13 345
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>63</i>	<i>63</i>	<i>67</i>	<i>68</i>
Énergie importée (PJ)	1 222	2 509	2 435	2 268	2 396
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>105</i>	<i>99</i>	<i>86</i>	<i>96</i>
Énergie exportée (PJ)	3 015	7 734	7 667	7 943	8 357
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>156</i>	<i>154</i>	<i>163</i>	<i>177</i>
Consommation intérieure apparente (PJ)	6 156	7 753	7 705	7 581	7 384
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>26</i>	<i>25</i>	<i>23</i>	<i>20</i>
Émissions liées aux exportations brutes (Mt d'éq. CO₂)	33,7	87,0	87,6	90,8	94,4
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>158</i>	<i>160</i>	<i>169</i>	<i>180</i>
Émissions liées aux exportations nettes (Mt d'éq. CO₂)	24,4	65,9	66,0	70,0	72,1
<i>Croissance depuis 1990</i>	<i>SO</i>	<i>171</i>	<i>171</i>	<i>187</i>	<i>196</i>

Notes :

1. Consulter le tableau sur les émissions des exportations nettes.

SO = sans objet.

Émissions des exportations nettes

La production, la transformation et le transport de pétrole et de gaz entraînent des émissions considérables de GES. Comme le Canada exporte et importe de grandes quantités de combustibles, le calcul des émissions associées aux exportations nettes dépeint avec plus de précision la situation relativement aux émissions résultant de la demande énergétique intérieure. Les émissions des exportations nettes sont les émissions canadiennes dues à l'extraction, à la transformation et au transport des combustibles exportés, moins les émissions étrangères dues aux mêmes activités pour les combustibles importés. Elles sont sensiblement équivalentes à la quantité de gaz à effet de serre qui serait attribuée au Canada s'il n'était responsable que des émissions résultant de sa propre demande. Les exportations nettes ont augmenté, passant de 24 MT en 1990 à 72 MT en 2007, une augmentation de 196 % (tableau S-6)*.

* Signalons que les tendances à long terme concernant les émissions des exportations nettes sont plus précises que les émissions des exportations nettes calculées pour une année donnée.

ES.4.2 Émissions de gaz à effet de serre des provinces et des territoires

Il importe de signaler que les émissions de GES du Canada varient d'une région à l'autre, selon la répartition des ressources naturelles et des industries lourdes au pays. Alors que l'utilisation des ressources naturelles et des produits industriels profite à toutes les régions de l'Amérique du Nord, les émissions de leur production ont tendance à être concentrées dans certaines régions géographiques. C'est ainsi que certaines provinces et territoires au Canada émettent généralement plus de GES à cause de leur structure économique et industrielle et de leur dépendance relative à l'égard des combustibles fossiles pour la production d'énergie. La figure S-5 illustre la répartition des émissions entre les provinces et les territoires, en 1990 et en 2007.

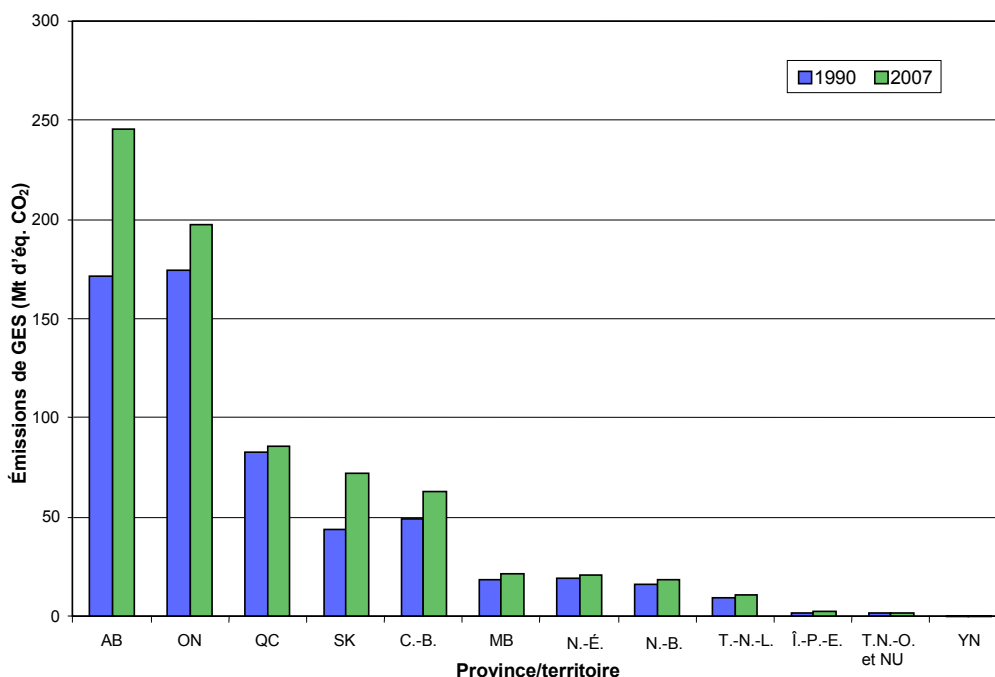


Figure S-5 : Émissions totales de GES des provinces et territoires, en 1990 et en 2007

ES.4.3 Contexte international

Le Canada contribue pour environ 2 % aux émissions mondiales totales de GES. Ses émissions par personne sont parmi les plus élevées du monde, ce qui s'explique en grande partie par sa superficie, son climat (c.-à-d. la demande d'énergie) et son économie axée sur l'exploitation des ressources. En 2005, le Canada a émis 22,7 tonnes de GES par personne, soit une augmentation de 6 % depuis 1990 (tableau S-1).

Sur le plan des émissions anthropiques totales de GES, le Canada s'est classé au neuvième rang des Parties visées à l'Annexe I dont les émissions ont augmenté de plus de 20 % durant la période de 1990 à 2006¹² et au premier rang parmi les pays du G8. Le Canada, dont la croissance est de 22 %, avec un objectif de réduction de 6 % aux termes du Protocole de Kyoto (selon le Rapport de 2008), se compare à l'Espagne, avec une croissance de 51 % (objectif de réduction de 8 %¹³), à la Grèce, avec une croissance de 27 % (objectif de réduction de 8 %¹³) et au Japon, avec une croissance de 5 % (objectif de réduction de 6 %). Les Parties dont les émissions avaient diminué en 2006 sont l'Union européenne, avec une baisse de 2,52 % (objectif de réduction de 8 %¹³), le Royaume-Uni, baisse de 15 % (objectif de réduction de 8 %¹³) et l'Allemagne, baisse de 18 % (objectif de réduction de 8 %¹⁴).

¹² Ces estimations agrégées sont fondées sur les données des Parties qui ont présenté des inventaires à la CCNUCC en 2008. Source : UNFCCC (2007),

http://unfccc.int/ghg_emissions_data/ghg_data_from_unfccc/time_series_annex_i/items/3841.php

¹³ Bien que cet objectif de réduction de 8 % ait été accepté individuellement par toutes les Parties de l'Union européenne en application du Protocole de Kyoto, ces dernières ont aussi une entente distincte dans le cadre de la « bulle de l'Union européenne », aux termes de laquelle chaque membre de l'Union européenne doit atteindre un objectif différent, fixé de manière à tenir compte des conditions particulières, et permettant d'atteindre la cible collective de réduction de 8 % de l'Union européenne.

1 Introduction

1.1 Inventaires de GES et changements climatiques

Pour bien comprendre les changements climatiques, il importe d'expliquer clairement la distinction entre les conditions météorologiques et le climat. Les premières sont l'état de l'atmosphère à un moment précis et en un lieu donné et s'expriment généralement sous forme de température, de pression atmosphérique, d'humidité, de vents, de nuages et de précipitations. On emploie généralement cette expression lorsqu'on rend compte des conditions sur de courtes périodes.

Par ailleurs, le climat désigne le régime météorologique moyen (généralement établi sur une période de 30 ans) d'une région précise. Parmi les éléments du climat figurent les précipitations, la température, l'humidité, l'ensoleillement, la vitesse des vents, des phénomènes comme le brouillard, le gel et les tempêtes de grêle ainsi que d'autres mesures des conditions météorologiques. Les changements climatiques sont des changements qui se produisent dans les régimes météorologiques à long terme, causés par des phénomènes naturels et des activités anthropiques qui modifient la composition chimique de l'atmosphère à cause de l'accumulation de GES qui piègent la chaleur et la réfléchissent vers la surface de la Terre.

Il est maintenant bien connu que les concentrations de GES dans l'atmosphère se sont accrues significativement depuis l'époque préindustrielle. La concentration de CO₂ s'est accrue de 37 % depuis 1750, celle de CH₄ de 156 %, et celle de N₂O de 19 % (OMM, 2008). À l'échelle mondiale entre 1970 et 2004, les émissions de GES attribuables aux activités humaines, ont augmenté d'environ 70 % (GIEC, 2007a). Ces tendances peuvent être expliquées en grande partie par l'utilisation des combustibles fossiles (y compris l'approvisionnement en énergie, les transports, les bâtiments résidentiels et commerciaux et la consommation industrielle) ainsi que le changement d'affectation des terres, dont la perte permanente du couvert forestier.

Selon le quatrième Rapport d'évaluation du GIEC (GIEC, 2007b), les impacts du changement climatique présenteront des différences régionales. En général, on s'attend à une élévation des températures et du niveau de la mer et à une augmentation de la fréquence des phénomènes météorologiques extrêmes. Dans certaines régions, les effets pourraient être catastrophiques, alors que d'autres régions pourraient bénéficier des changements climatiques. Les impacts dépendront de la forme et de l'ampleur de ces changements et, dans le cas des effets négatifs, de la capacité des systèmes naturels et humains à s'y adapter. Au Canada, les changements climatiques auront des répercussions qui se traduiront par des phénomènes météorologiques extrêmes, une diminution des ressources d'eaux douces, un accroissement des risques, de la gravité des feux de forêt et des infestations d'insectes, une réduction de l'étendue des glaces dans l'Arctique et une accélération de la fonte des glaciers.

Les températures au Canada ont généralement augmenté; elles sont demeurées au-dessus de la normale depuis 1992 et présentent une tendance au réchauffement de 1,4°C depuis 60 ans (Figure 1-1).

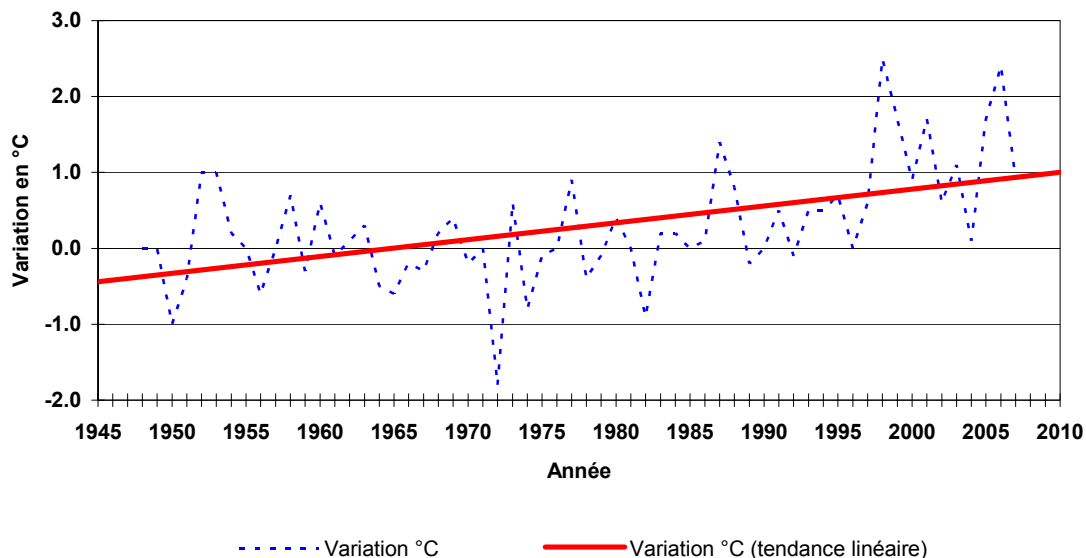


Figure 1-1 : Variations des températures annuelles du Canada et tendance à long terme, 1948 -2007, en °C.

Source : Environnement Canada (2008)

1.1.1 Rapport national d'inventaire des gaz à effet de serre du Canada

En décembre 1992, le Canada a ratifié la Convention -cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), qui est entrée en vigueur en mars 1994. L'objectif final de la CCNUCC est de stabiliser les concentrations atmosphériques de GES à un niveau qui empêcherait des perturbations dangereuses du système climatique. Dans son plan d'action visant à atteindre son objectif et à mettre en œuvre ses dispositions, la CCNUCC énonce un certain nombre de principes directeurs et d'engagements obligeant les gouvernements à rassembler et à mettre en commun des renseignements sur les émissions de gaz à effet de serre, les politiques nationales et les meilleures pratiques, à mettre en œuvre des mesures de réduction des émissions de gaz à effet de serre et des mesures d'adaptation face aux impacts prévus et, enfin, à unir leurs efforts pour mieux s'adapter aux répercussions des changements climatiques. Les articles 4 et 12 de la Convention et la Décision 3/CP.5 obligent notamment les Parties à établir, mettre à jour régulièrement¹⁴, publier et mettre à la disposition de la Conférence des Parties des inventaires nationaux des émissions anthropiques¹⁵ par source et des absorptions par les puits de tous les GES qui ne sont pas réglementés par le Protocole de Montréal en se servant de méthodes comparables.

Le présent rapport d'inventaire national (RIN) des gaz à effet de serre contient les estimations des émissions annuelles de gaz à effet de serre du Canada pour la période 1990-2007. Ce document, y

¹⁴ Les Parties visées à l'Annexe I (ou les pays développés) doivent présenter chaque année un inventaire national au plus tard le 15 avril.

¹⁵ Le terme « anthropique » désigne les émissions et les absorptions induites par l'activité humaine qui se produisent sur des terres aménagées.

compris les tableaux du Cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR), a été préparé conformément à la Décision 18/CP.8 de la Convention et d'autres décisions connexes.

1.1.2 Les GES et l'utilisation du PRP

Le présent rapport fournit des estimations des émissions et absorptions des GES suivants au Canada : CO₂, CH₄, N₂O, SF₆, PFC et HFC. En outre, et conformément aux lignes directrices de la CCNUCC sur les rapports des Parties visées à l'Annexe I, l'annexe 14 contient des estimations des précurseurs de l'ozone comme les NO_x, le CO et les COVNM, de même que le SO₂.

Il convient de noter que les gaz à effet de serre ne sont pas similaires. En fait, chacun a une durée de vie dans l'atmosphère et un potentiel de rétention de chaleur qui lui est propre. Cela étant, pour interpréter les données sur les émissions présentées dans le rapport, il faut comprendre que l'effet de forçage radiatif¹⁶ d'un gaz dans l'atmosphère dépend de sa capacité à provoquer un réchauffement de l'atmosphère. Ces effets sont directs lorsque le gaz lui-même est un GES, et indirects lorsque la transformation chimique du gaz d'origine produit un ou des gaz qui sont des GES ou quand un gaz influe sur la durée de vie atmosphérique d'autres gaz. Le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) d'un GES est une mesure relative de l'effet de réchauffement que peuvent exercer les émissions d'un gaz radiatif (p. ex. un GES) sur le système surface-troposphère, qui tient compte à la fois du forçage radiatif instantané attribuable à une augmentation graduelle de la concentration et de la durée de vie du gaz dans l'atmosphère.

Par définition, le potentiel de réchauffement planétaire (PRP) désigne le changement temporel du forçage radiatif attribuable au rejet instantané d'un kilogramme du gaz, exprimé par rapport au forçage radiatif résultant du rejet d'un kilogramme de CO₂. La notion de « potentiel de réchauffement planétaire » (PRP) a été créée pour permettre aux scientifiques et aux décideurs de comparer la capacité de chaque gaz à effet de serre à retenir la chaleur dans l'atmosphère avec celle du CO₂. Les émissions de gaz à effet de serre sont souvent calculées par rapport à la quantité de CO₂ qui serait nécessaire pour produire un effet de réchauffement similaire. C'est ce qu'on appelle l'équivalent en dioxyde de carbone (ou éq. CO₂). Pour obtenir cette valeur, on multiplie la quantité de gaz par le PRP qui lui est associé. Par exemple, le potentiel de réchauffement planétaire du méthane (CH₄) sur 100 ans est de 21. Ainsi, le rejet de 100 kilotonnes (kt) de méthane est l'équivalent de 21 x 100 kt = 2 100 kt d'éq. CO₂.

Conformément à la Décision 2/CP.3, on utilise dans ce rapport, le PRP sur 100 ans recommandé par le GIEC dans son Deuxième Rapport d'évaluation (Tableau 1-1) et demandé par la CCNUCC aux fins des rapports d'inventaire.

¹⁶. Le terme « forçage radiatif » désigne l'ordre de grandeur du potentiel de piégeage de la chaleur d'un GES donné. Il se mesure en unités de puissance (watts) par unité de surface (mètre carré).

Tableau 1-1 : PRP et durées de vie atmosphérique, GIEC 1995

GES	Formule	PRP – 100 ans	Durée de vie atmosphérique (années)
Dioxyde de carbone	CO ₂	1	Variable
Méthane	CH ₄	21	12 ± 3
Oxyde de diazote	N ₂ O	310	120
Hexafluorure de soufre	SF ₆	23 900	3 200
Hydrofluorocarbures (HFC)			
HFC -23	CHF ₃	11 700	264
HFC -32	CH ₂ F ₂	650	5,6
HFC -41	CH ₃ F	150	3,7
HFC -43 -10mee	C ₃ H ₂ F ₁₀	1300	17,1
HFC -125	C ₂ HF ₅	2 800	32,6
HFC -134	C ₂ H ₂ F ₄ (CHF ₂ CHF ₂)	1000	10,6
HFC -134a	C ₂ H ₂ F ₄ (CH ₂ FCF ₃)	1 300	14,6
HFC -143	C ₂ H ₃ F ₃ (CHF ₂ CH ₂ F)	300	1,5
HFC -143a	C ₂ H ₃ F ₃ (CF ₃ CH ₃)	3 800	3,8
HFC -152a	C ₂ H ₄ F ₂ (CH ₃ CHF ₂)	140	48,3
HFC -227ea	C ₃ HF ₇	2 900	36,5
HFC -236fa	C ₃ H ₂ F ₆	6 300	209
HFC -245ca	C ₃ H ₃ F ₅	560	6,6
Perfluorocarbures (PFC)			
Perfluorométhane	CF ₄	6 500	50 000
Perfluoroéthane	C ₂ F ₆	9 200	10 000
Perfluoropropane	C ₃ F ₈	7 000	2 600
Perfluorobutane	C ₄ F ₁₀	7 000	2 600
Perfluorocyclobutane	c -C ₄ F ₈	8 700	3 200
Perfluoropentane	C ₅ F ₁₂	7 500	4 100
Perfluorohexane	C ₆ F ₁₄	7 400	3 200

Sources :

PRP : GIEC (1995). Disponible en ligne à l'adresse : http://unfccc.int/ghg_data/items/3825.php

Durée de vie atmosphérique : GIEC (1995), tableau 2.9.

Note :

Le PRP du CH₄ inclut son effet direct et les effets indirects dus à la production d'ozone dans la troposphère et de vapeur d'eau dans la stratosphère. Les effets indirects dus à la formation de CO₂ ne sont pas inclus.

1.1.3 Contribution du Canada

Même si le Canada ne contribue qu'à environ 2 % des émissions mondiales de GES, c'est l'un des plus gros pollueurs par personne, ce qui est essentiellement attribuable à sa superficie, à son climat (donc à la demande d'énergie) et à son économie basée sur les ressources naturelles. En 1990, les Canadiens ont rejeté 21,4 t de GES par personne. En 2007, ce chiffre est passé à 22,6 t. (Figure 1-2).

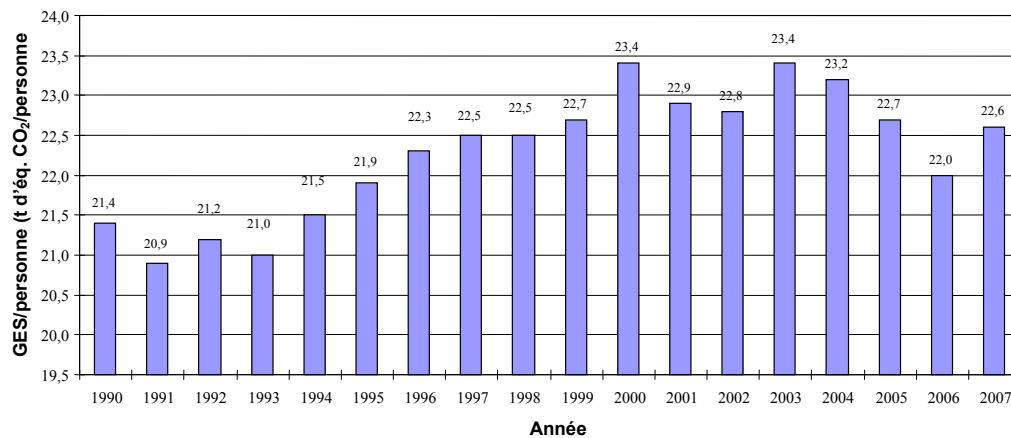


Figure 1-2 : Tendence des émissions de GES par personne au Canada, 1990-2007

En termes de croissance des émissions anthropiques totales de GES, exception faite du secteur ATCATF, le Canada se classe au neuvième rang des Parties visées à l'annexe 1, avec une augmentation de ses émissions de 21,7 % entre 1990 et 2006, (Figure 1-3) et au premier rang des pays du G8.

Changement des émissions de GES par rapport à 1990, sans ATCATF (%)

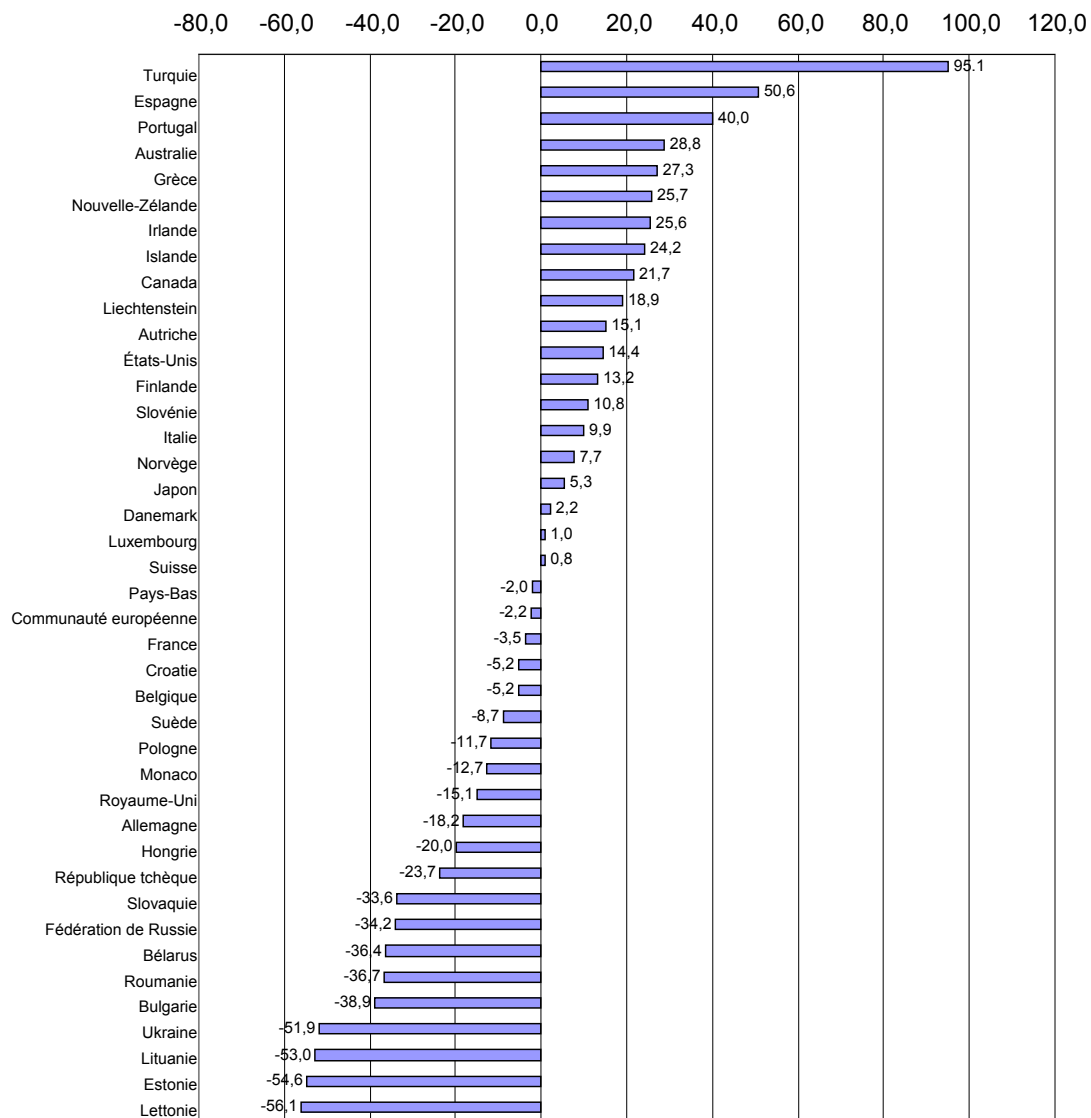


Figure 1-3 : Changement des émissions agrégées de GES pour les Parties visées à l'Annexe I, 1990-2006, sans le secteur ATCATF

Sources : CCNUCC (2008a)

1.2 Dispositions d'ordre institutionnel prises pour l'établissement des inventaires

La section suivante décrit le système d'inventaire national, le registre national et les rôles et responsabilités des divers organismes et acteurs dans la mise en place du système national du Canada. Le processus de préparation de l'inventaire est décrit à la section 1.3. Une nouvelle annexe, l'annexe 15, contient des renseignements supplémentaires sur certaines exigences de l'article 7 du Protocole de Kyoto, ainsi qu'un complément d'information détaillé sur le registre national et des précisions supplémentaires sur les articles 3.3 et 3.4.

1.2.1 Le système national

Aux termes de l'article 5, paragraphe 1 du Protocole de Kyoto, chaque Partie au Protocole figurant à l'annexe I doit avoir mis en place, au plus tard le 1^{er} janvier 2007, un système national d'estimation des émissions anthropiques par les sources et des absorptions par les puits de tous les gaz à effet de serre non réglementés par le Protocole de Montréal. Le système national inclut les dispositions institutionnelles, juridiques et procédurales nécessaires pour faire en sorte que les Parties honorent leurs obligations de déclaration, que les inventaires préparés soient de bonne qualité et qu'ils soient assortis d'une documentation et d'archives adéquates pour faciliter les examens par des tiers et pour qu'on puisse évaluer le respect des objectifs fixés en vertu du Protocole de Kyoto.

En novembre 2007, on a procédé à un examen du système national canadien, dans le cadre de l'étude de portée nationale du rapport initial du pays. L'équipe d'examen a conclu que le système national du Canada comprend tous les éléments nécessaires, y compris les dispositions institutionnelles concernant la préparation de l'inventaire, dont les procédures d'approbation officielle, d'assurance de la qualité et de contrôle de la qualité (AQ/CQ), un système d'archivage, une description appropriée du processus de collecte de données et de l'élaboration des estimations, la capacité d'identifier des catégories importantes et de produire des analyses quantitative des incertitudes ainsi qu'un processus de recalcul pour améliorer l'inventaire (CCNUCC, 2008b).

1.2.2 Registre national du Canada

Pour évaluer le respect des objectifs fixés aux termes du Protocole de Kyoto, on compare les émissions totales de GES indiquées dans l'inventaire d'un pays pour la période 2008-2012 avec les unités de conformité totales de Kyoto détenues par ce pays pour la même période. En conformité avec l'article 7.4 du Protocole de Kyoto, le Canada a élaboré un registre national.

Le registre du Canada satisfait à l'ensemble des exigences fonctionnelles de la CCNUCC, et tout est mis en œuvre actuellement pour qu'il réponde aux exigences relatives à la *Loi sur les langues officielles* et à la normalisation des sites Internet du gouvernement du Canada. Une fois que le registre informatisé sera conforme à ces exigences, le Canada entreprendra la mise en œuvre directe du registre national canadien relatif au Protocole de Kyoto.

1.2.3 Dispositions institutionnelles

La *Loi canadienne sur la protection de l'environnement* (1999) [LCPE 1999] confère à Environnement Canada l'autorité législative pour établir le système national et désigner la Division des gaz à effet de serre comme unique entité nationale chargée de la préparation et de la présentation de l'inventaire national à la CCNUCC (Gouvernement du Canada, 1999). Consciente de la nécessité de recourir aux meilleures expertises et informations techniques et scientifiques disponibles, conformément aux bonnes pratiques et aux normes internationales de qualité, la Division des GES a défini des rôles et responsabilités pour la préparation de l'inventaire, tant à l'interne qu'à l'externe. La Figure 1-4 montre les divers intervenants de l'organisme d'inventoriage et leurs contributions respectives.

Les experts en inventaires de la Division des GES développent, analysent et vérifient les données d'activités, les méthodes, les coefficients d'émissions et les estimations des émissions et des absorptions. La Division élabore, déclare et publie le RIN et les tableaux du Cadre uniformisé de présentation de rapports. Elle gère la qualité et les systèmes d'archivage, fait l'analyse des

tendances, publie des feuillets d'information et agit comme centrale des informations sur les GES et des orientations techniques pour la quantification des GES. En outre, la Division des GES gère le Programme de déclaration des GES (PDGES), obligatoire, pour les installations émettant chaque année plus de 100 kt d'équivalent CO₂, tel que décrit à la section 1.4.1.

Des groupes d'Environnement Canada externes à la Division des GES fournissent également des données sur les déchets et leur gestion, sur l'utilisation résidentielle de la biomasse comme combustible et sur les émissions d'hexafluorure de soufre et de précurseurs de l'ozone et des aérosols.

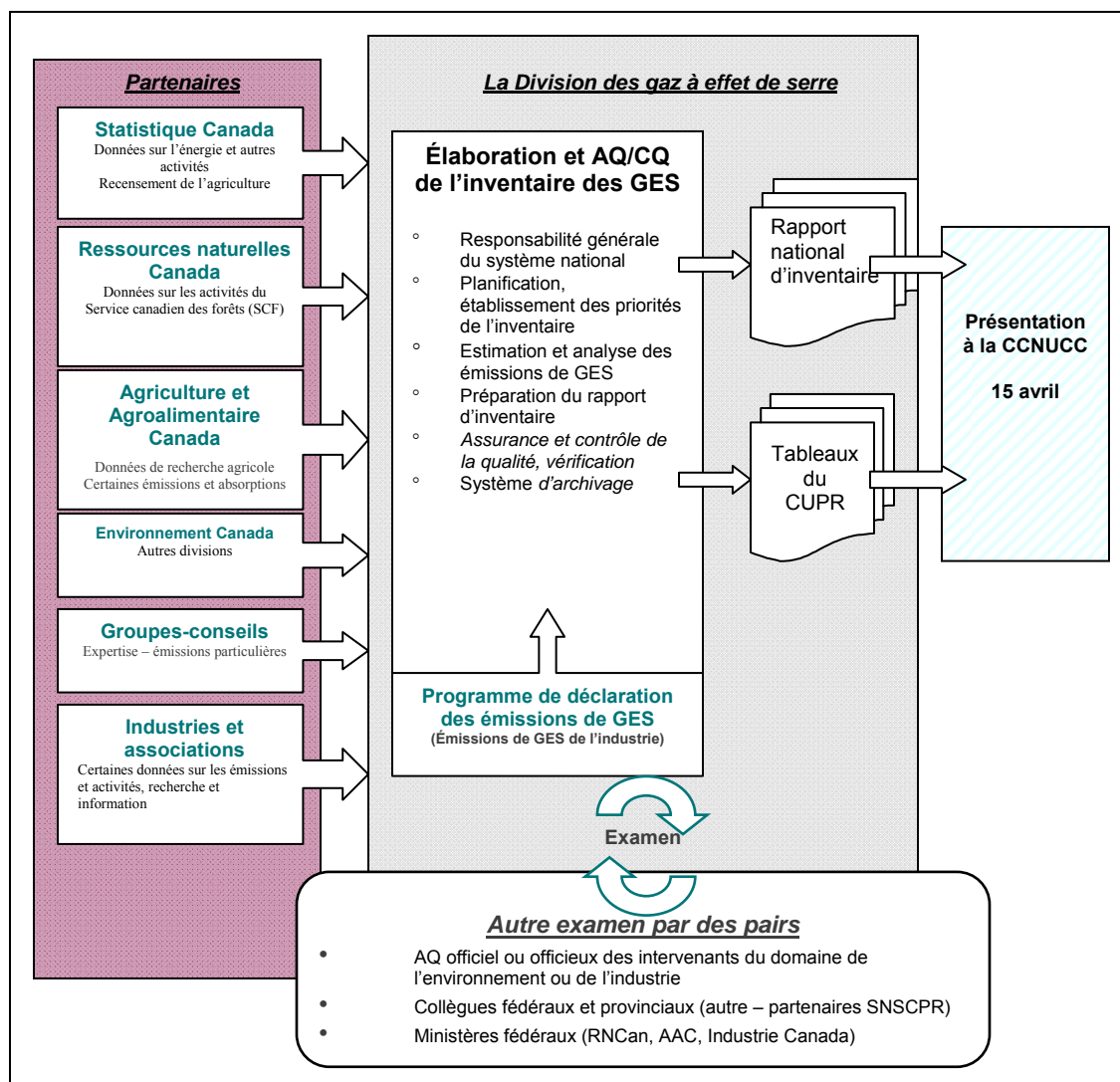


Figure 1-4 : Partenaires du système national

Comme les sources et puits de gaz à effet de serre sont associés à un nombre énorme d'activités et de secteurs économiques, la Division des GES a dû nouer, avec des fournisseurs de données et contributeurs experts, des partenariats prenant diverses formes, officielles ou non.

L'organisme national de statistiques du Canada, Statistique Canada, a fourni à Environnement Canada une grande partie des données sur les activités nécessaires pour estimer les émissions de gaz à effet de serre des secteurs de l'énergie et des procédés industriels. C'est la Division de la fabrication, de la construction, et de l'énergie (DFCE) de Statistique Canada qui est responsable de recueillir, compiler et diffuser les informations sur le bilan énergétique dans son *Bulletin sur la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada* (BDEEC). Le bilan énergétique est communiqué chaque année à Environnement Canada aux termes d'un protocole d'entente conclu entre l'organisme et le ministère.

On extrait des données sur l'énergie et les combustibles fossiles de divers recensements mensuels et annuels et d'enquêtes menées auprès des industries, des organismes fédéraux, des ministères de l'Énergie provinciaux et du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC). La DFCE effectue également chaque année une Enquête sur la consommation industrielle d'énergie (ECIE); il s'agit d'une étude complète des industries qui alimente l'élaboration du bilan énergétique et sert à vérifier les données recueillies lors de ses enquêtes sur la disponibilité et l'écoulement.

Le système de gestion de la qualité de Statistique Canada pour le bilan énergétique inclut un processus d'examen interne et externe. Étant donné la complexité des données sur l'énergie, un Groupe de travail sur les statistiques énergétiques, composé de représentants de Statistique Canada, d'Environnement Canada et de Ressources naturelles Canada, a été créé pour fournir avis, orientation et recommandations en vue d'améliorer le bilan énergétique. De plus, un comité directeur de haut niveau sur l'énergie a été créé en 2008 avec le mandat d'examiner les questions sur les échéanciers, la qualité et les aspects techniques des données du BDEEC et de l'ECIE. On trouve, à l'annexe 2 du présent rapport, d'autres renseignements sur l'utilisation des données du bilan énergétique lors de l'élaboration des estimations de la consommation énergétique.

D'autres groupes de Statistique Canada sont également chargés de recueillir des données sur l'énergie, telles que des renseignements sur l'exploitation minière et la production d'électricité et d'autres informations industrielles non reliées à l'énergie, dont des données sur la production d'urée et d'ammoniac. L'organisme recueille de plus des données sur les activités agricoles (régions où l'on pratique diverses cultures, fait de la production agricole et utilise diverses pratiques de gestion) par le biais du Recensement de l'agriculture, et fournit des données sur d'autres activités telles que la population animale.

Ressources naturelles Canada (RNCan) est un partenaire important d'Environnement Canada, qui fournit expertise et analyse en matière d'énergie, effectue des examens d'expert pour le secteur de l'Énergie, et recueille et fournit des données d'activité sur la production minérale, la consommation d'éthanol et les résidus de bois. La Division de l'analyse et de la modélisation de RNCan a la responsabilité de préparer des prévisions énergétiques pour le Canada. Les données sur l'efficacité énergétique du parc de véhicules routiers sont fournies par le ministère fédéral des Transports.

En 2004, Environnement Canada a désigné des responsabilités officielles au Service canadien des forêts de Ressources naturelles Canada (RNCan-SCF) ainsi qu'à Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC) pour l'élaboration d'éléments clés du secteur ATCATF, et a défini à cette fin des mécanismes formels et explicites de gouvernance par l'intermédiaire de protocoles d'entente. Le Système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports (SNSCPR) du Canada pour l'ATCATF, est géré par un comité directeur interministériel présidé par EC et regroupant des représentants de la Direction de la recherche d'AAC et du RNCan-SCF. Trois groupes de travail techniques sont respectivement chargés des sous-secteurs de la foresterie, de

l'agriculture et du changement d'affectation des terres, de manière que les meilleures informations et données disponibles issues des recherches scientifiques soient intégrées dans le secteur ATCATF de l'inventaire.

Chaque année, le RNCAN-SCF établit et met à disposition des estimations des GES attribuables aux forêts du secteur ATCATF (dont le déboisement et le boisement); AAC offre des estimations des GES attribuables aux terres cultivées et aux prairies. Fournies au plus tard le 15 novembre de chaque année, ces estimations doivent être accompagnées d'une documentation exhaustive et transparente, avec analyse de l'incertitude et contrôle de la qualité. Le RNCAN-SCF a développé le Système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports concernant le carbone des forêts (SNSCPR-CF) et celui de l'agriculture (SNSCPR-AC), qui ont tous deux contribué à améliorer considérablement le secteur ATCATF. Environnement Canada établit des estimations pour d'autres catégories du secteur ATCATF, effectue l'assurance de la qualité et joue un rôle intégrateur, assurant l'uniformité dans le système de représentation des terres. Outre sa responsabilité dans le SNSCPR-ATCATF, AAC contribue également à la préparation de l'inventaire du secteur de l'Agriculture, de concert avec EC.

Le Secteur des sciences de la Terre de RNCAN fournit une expertise en observation de la Terre, tandis que l'Agence spatiale canadienne favorise le développement de produits d'observation de la Terre pour améliorer les données terrestres transmises au SNSCPR-ATCATF.

La Division des gaz à effet de serre collabore avec les gouvernements des provinces et des territoires, à la fois sur une base bilatérale et par l'intermédiaire du Groupe de travail sur les projections des émissions.

Au besoin, et lorsque les ressources le permettent, des contrats sont passés avec des firmes de consultants et des universités pour exécuter des études en profondeur, par exemple la mise à jour des coefficients d'émission. L'industrie est un partenaire clé pour tous les secteurs de l'inventaire; elle fournit une expertise concrète des coefficients d'émission, des données d'activité ou des estimations de GES. Une entente bilatérale a été conclue avec l'Association de l'aluminium du Canada, aux termes de laquelle elle fournit chaque année à Environnement Canada des estimations des émissions relatives aux procédés pour le CO₂, les PFC et le SF₆. Une entente similaire a été négociée avec l'Association canadienne de l'électricité pour la fourniture de données sur les émissions de SF₆ et d'autres données au sujet des systèmes de transport de l'électricité. Environnement Canada collabore également avec les entreprises de moulage de magnésium, les entreprises membres de l'Institut canadien des engrais et les entreprises spécialisées dans l'importation et la distribution de HFC afin de présenter annuellement leurs données sur les émissions de GES et leurs activités.

1.3 Modalités de préparation de l'inventaire

La collecte et l'amélioration continues des données font partie intégrante des cycles de planification de l'inventaire national et de gestion de la qualité (voir la section 1.6). Chaque année, on effectue une évaluation à la lumière des enseignements tirés du précédent cycle d'inventaire, des suivis d'AQ/CQ, du rapport de révision de la CCNUCC, en collaboration avec les gouvernements provinciaux et territoriaux et du plan d'amélioration pour déterminer les priorités et les aspects à améliorer. À partir de ces résultats, les méthodologies et coefficients d'émission sont revus, élaborés ou raffinés. Des révisions d'assurance de la qualité (AQ) des méthodologies et des coefficients d'émissions sont entreprises pour les catégories pour lesquelles on se propose de changer la méthodologie ou le coefficient d'émission, et celles pour lesquelles on a prévu un examen d'AQ de la méthodologie ou du coefficient d'émission.

Les données utilisées pour établir l'inventaire national proviennent généralement de sources publiées. Elles sont recueillies par voie électronique ou manuelle (sur copie papier) auprès des organismes sources, et sont saisies dans des systèmes de comptabilisation des émissions sur tableurs, des bases de données ou des modèles. Les émissions sont calculées par des spécialistes désignés de l'établissement des inventaires et elles sont examinées à l'interne avant d'être déclarées, selon les lignes directrices de la CCNUCC, dans le CUPR et le RIN. Les vérifications de CQ et les estimations sont acceptées par les gestionnaires de secteur avant que le rapport et les totaux nationaux soient préparés. Le processus de l'inventaire fait aussi intervenir l'évaluation des catégories clés, des nouveaux calculs, des travaux sur les incertitudes et la préparation de la documentation.

Les commentaires issus de l'examen sont documentés et, au besoin, incorporés dans le RIN et le CUPR, qui sont normalement présentés à la CCNUCC par voie électronique avant le 15 avril de chaque année. Les vérifications préliminaires de l'avant-projet soumis en avril sont réalisées par la CCNUCC en mai et juin. Un rapport d'inventaire définitif est préparé et présenté s'il y a lieu. Une fois qu'on y a mis la touche finale, le RIN fait l'objet d'autres corrections, avant d'être traduit puis envoyé pour la publication.

1.4 Méthodologies et sources de données

L'inventaire est structuré de manière à respecter les prescriptions de déclaration de la CCNUCC et il est subdivisé en six grands secteurs : énergie, procédés industriels, utilisation de solvants et d'autres produits, agriculture, ATCATF et déchets. Chacun de ces secteurs est à son tour subdivisé dans l'inventaire. Les méthodes décrites ont été regroupées, dans la mesure du possible, en fonction des secteurs et des sous-secteurs de la CCNUCC.

Les méthodes que contiennent les Lignes directrices pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - version révisée de 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997), les Recommandations en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux (GIEC, 2000) et les Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (GIEC, 2003) ont servi à estimer les émissions et les absorptions de chacun des GES et groupes de GES directs suivants : CO₂, CH₄, N₂O, HFC, PFC, et SF₆. Les Lignes directrices pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre de 2006 proposent des méthodes actualisées mais celles-ci n'ont pas encore été adoptées par la CCNUCC.

Même si elles ne sont pas obligatoires, les nouvelles lignes directrices de la CCNUCC sur l'établissement des rapports incitent les Parties visées à l'Annexe I à fournir des renseignements sur les GES indirects suivants : SO_x, NO_x, CO, et les COVNM. Pour toutes les catégories, sauf le secteur ATCATF, ces gaz (aussi appelés principaux contaminants atmosphériques, ou PCA) sont répertoriés et déclarés séparément. Les émissions des PCA au Canada sont déclarées à la Commission économique des Nations Unies pour l'Europe (CEE -ONU)¹⁷. Comme nous l'avons déjà vu, un sommaire de ces émissions figure également dans le RIN (voir l'annexe 14 : Précurseurs de l'ozone et des aérosols).

En général, un inventaire des émissions et des absorptions peut se définir comme un compte rendu détaillé des émissions par les sources anthropiques, et des absorptions par les puits, ainsi que des données connexes provenant d'une catégorie de source du secteur de l'inventaire sur une

¹⁷ . Voir le site Internet : <http://www.unece.org/> (en anglais seulement)

durée déterminée. Un tel inventaire peut être établi selon une approche « ascendante », « descendante » ou combinée. L'inventaire national du Canada est établi par approche descendante, et il fournit des estimations au niveau sectoriel et au niveau provincial ou territorial sans attribution aux émetteurs individuels.

On calcule ou on estime généralement les émissions ou les absorptions à l'aide de la méthode du bilan massique, de la stoechiométrie, ou du coefficient d'émission dans des conditions moyennes. Dans bien des cas, les données d'activités sont combinées aux coefficients d'émission moyens pour établir un inventaire national « descendant ». On a établi des estimations régionales à grande échelle, basées sur des conditions moyennes, pour les sources diffuses, comme les transports. Les émissions des sites d'enfouissement sont calculées au moyen d'un modèle de simulation qui rend compte de la production lente et du rejet de ces émissions à long terme.

Les systèmes biologiques manipulés, comme les terres agricoles, les forêts et les terres converties à d'autres usages, sont généralement des sources ou des puits répartis sur de très grandes superficies. Les processus qui entraînent des émissions ou des absorptions présentent une variabilité spatiale et interannuelle considérable, et s'échelonnent également sur plusieurs années ou même dizaines d'années. La méthode d'estimation des émissions et des absorptions la plus pratique peut exiger de combiner des mesures répétées et la modélisation. La nécessité propre à ces systèmes, de séparer les effets anthropiques des vastes puits naturels représente un défi supplémentaire.

Les méthodes (annexes 2 et 3) et les coefficients d'émission (annexe 12) décrits dans ce document sont considérés comme les meilleurs qui existent aujourd'hui compte tenu des données disponibles relatives aux activités. Cela étant dit, dans certains cas, il se peut qu'une méthode ou un coefficient d'émission plus exact soit disponible, mais que les données d'activités nécessaires ne le soient pas à l'échelle nationale, de sorte qu'il est impossible d'utiliser la méthode la plus précise. Certaines méthodes ont été révisées et améliorées avec le temps, et de nouvelles sources ont ainsi été ajoutées à l'inventaire.

Les activités d'amélioration de la méthodologie et des données, qui tiennent compte des résultats des procédures d'AQ/CQ, des examens et des vérifications, sont planifiées et mises en œuvre en continu par le personnel de la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada, afin d'améliorer encore plus la transparence de l'inventaire national, son exhaustivité, son exactitude, son uniformité et sa comparabilité. De ce fait, les changements qui touchent les données ou les méthodes conduisent souvent à recalculer les estimations des GES pour la totalité des séries chronologiques allant de l'année de référence 1990 à l'année la plus récente. Le chapitre 9 explique plus en détail les méthodes utilisées pour recalculer les estimations et les améliorations apportées à ces méthodes.

1.4.1 Système de déclaration obligatoire des GES

En mars 2004, le gouvernement du Canada a créé le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre (PDGES) aux termes du paragraphe 46(1) de la LCPE (1999) qui vise un nombre limité de grands émetteurs. Le programme fixe également des exigences de rapport et jette les bases d'un système uniforme et efficace de déclaration obligatoire qui réduit le plus possible les chevauchements et allège les tâches qui incombent aux entreprises et aux gouvernements. La collecte de données auprès des entreprises permet d'obtenir des renseignements plus détaillés pour l'inventaire national des GES, tout en fournissant aux Canadiens une information opportune sur les émissions de GES et en contribuant au respect des exigences provinciales et territoriales relatives aux données sur les émissions. Tel que publié dans

la *Gazette du Canada*, les installations qui émettent 100 kt d'équivalent CO₂ ou plus au cours d'une année doivent présenter un rapport d'émissions de GES au plus tard le 1^{er} juin de l'année suivante. On encourage les installations dont les émissions de GES sont inférieures au seuil de déclaration à en présenter quand même une, sur une base volontaire.

Ce rapport annuel est le quatrième à ce jour; il comprend les données sur les émissions de GES recueillies pour la période allant de 2004 à 2007. Au cours de cette période, les entreprises ont révisé leurs rapports pour y intégrer des données de sources plus fiables ou refléter l'amélioration des méthodes, ou pour corriger des erreurs de données ou de calculs qui les ont obligées à changer leurs déclarations.

Les installations industrielles qui produisent des rapports sur les émissions de gaz à effet de serre sont les centrales utilisant des combustibles fossiles pour produire de l'électricité, de la chaleur ou de la vapeur, les aciéries intégrées; les entreprises d'extraction de pétrole et de gaz; les installations d'extraction, de fonte et d'affinage de métaux; les fabriques de pâtes et papiers et les scieries; les raffineries de pétrole et les usines de produits chimiques. On ne prescrit pas de méthode d'estimation particulière; les déclarants peuvent choisir la méthodologie de quantification qui convient le mieux à leur industrie ou à leur fonctionnement. Les méthodes incluent la surveillance et les mesures directes, les bilans de masse, les facteurs d'émissions et les estimations techniques d'ingénierie. Les installations déclarantes sont encouragées à utiliser des méthodes qui respectent les lignes directrices adoptées par la CCNUCC et développées par le GIEC, et qui sont utilisées pour préparer l'inventaire national des GES.

Les données des émissions de GES des installations servent, au besoin, à valider les estimations des émissions présentées dans le RIN, élaborées à partir de statistiques nationales et provinciales. C'est le niveau de détail et le type de données disponibles qui déterminent dans quelle mesure les informations sur les émissions déclarées de GES peuvent être pleinement intégrées. Environnement Canada continuera d'utiliser ces données comme élément important du processus global d'établissement de l'inventaire pour en comparer et vérifier les estimations.

Le site Internet sur les GES (<http://www.ec.gc.ca/ghg>) fournit un accès public aux informations sur les émissions de GES déclarées (totaux de GES par gaz et par installation). Les données sur les GES sont fournies dans un rapport sommaire, et des tableaux peuvent être visualisés dans une base de données consultable et en format téléchargeable.

1.4.1.1 Émissions de GES déclarées pour 2007 par les installations

En tout, 350 installations ont déclaré leurs émissions de GES pour l'année civile 2007; ensemble, elles ont émis au total 278 Mt de GES (éq. CO₂)¹⁸. De plus, 43 installations ont présenté une déclaration sur une base volontaire. Il s'agissait d'installations qui n'ont pas atteint le seuil de 100 kt, mais qui ont choisi de déclarer leurs émissions. L'information sur les rejets directs des six gaz à effet de serre doit être déclarée chaque année si l'installation atteint ou dépasse le seuil de déclaration. La plupart des émissions déclarées, 94 %, proviennent du CO₂; 3 % viennent du CH₄ et juste un peu plus de 2 % du N₂O. Les HFC et PFC (déclarés par espèce) et le SF₆ proviennent surtout du secteur manufacturier constituent le 1% restant (voir le Tableau 1-2).

18. Les données présentées datent du 3 septembre 2008.

Tableau 1-2 : Émissions de GES déclarées en 2007 par les installations, par gaz GES

GES	Émissions totales de GES (kt d'éq. CO ₂)	% du total
CO ₂	262 733	94
CH ₄	8 356	3
N ₂ O	4 338	2
les HFC	21	0
les PFC	2 302	1
SF ₆	344	0
Total	278 094	100

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Les émissions de GES déclarées varient d'une région à l'autre, et dépendent d'un certain nombre de facteurs, dont la disponibilité des ressources naturelles et les types d'activités industrielles qui y sont menées. Les installations situées en Alberta constituent la part la plus importante des émissions déclarées en 2007, soit environ 41 % du total, suivies de celles de l'Ontario, avec environ 27 %. Le Québec et la Saskatchewan viennent au deuxième rang, avec environ 8 % des émissions déclarées (voir la Figure 1-5).

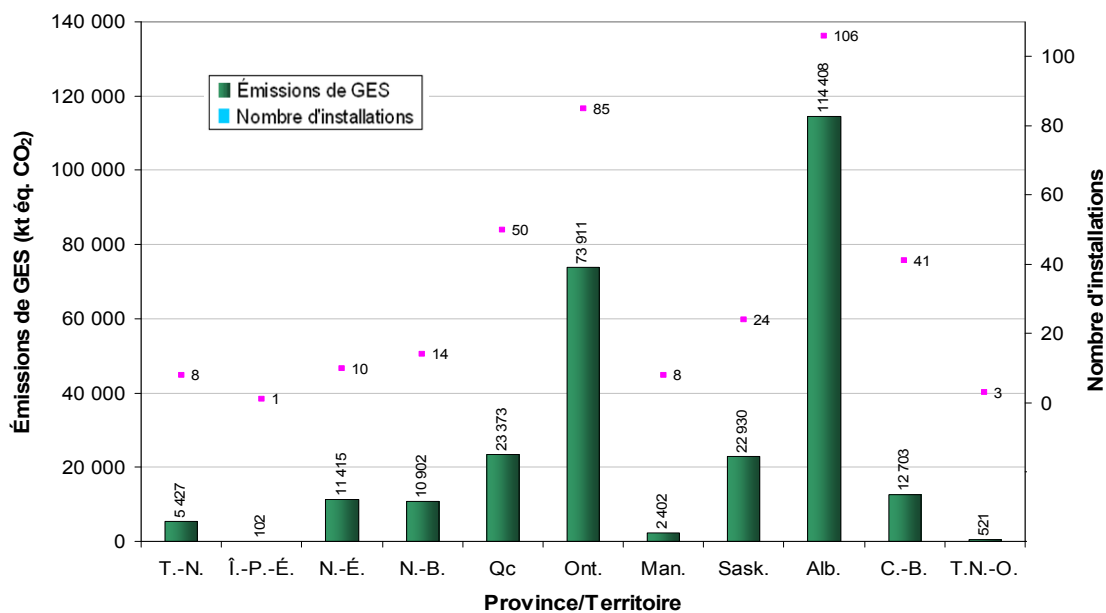


Figure 1-5 : Émissions de GES déclarées en 2007 par les installations, par province/territoire

1.4.1.2 Émissions de GES déclarées pour 2007, par secteur

Les installations présentant des déclarations doivent indiquer le principal secteur d'activité responsable de leurs émissions déclarées, en utilisant le code correspondant du Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN). Trois secteurs industriels ont été

responsables de la majorité des émissions de GES : les services publics, les industries manufacturières et l'exploitation des mines, des carrières et l'extraction du pétrole et du gaz (voir le Tableau 1-3). Les émissions du secteur des services publics contribuaient à 44 % du total des émissions de GES déclarées en 2007, un peu plus de 99 % de ces émissions étant dues à la production, au transport et à la distribution de l'électricité. Le secteur manufacturier représentait 31 % des émissions, et le secteur de l'exploitation minière et de l'extraction du pétrole et du gaz, 20 % du total. La plupart de ces émissions provenait des usines sidérurgiques et de la fabrication de ferro-alliages, ainsi que de l'extraction du nouveau pétrole et du raffinage du pétrole.

Chaque secteur peut être subdivisé en groupes d'industries. Par exemple, les émissions déclarées pour le secteur de l'exploitation des mines, des carrières et l'extraction du pétrole et du gaz sont réparties en quatre groupes (Figure 1-6). On illustre à la Figure 1-6 la répartition de 57 Mt d'éq. CO₂, ce qui représente 20 % des émissions.

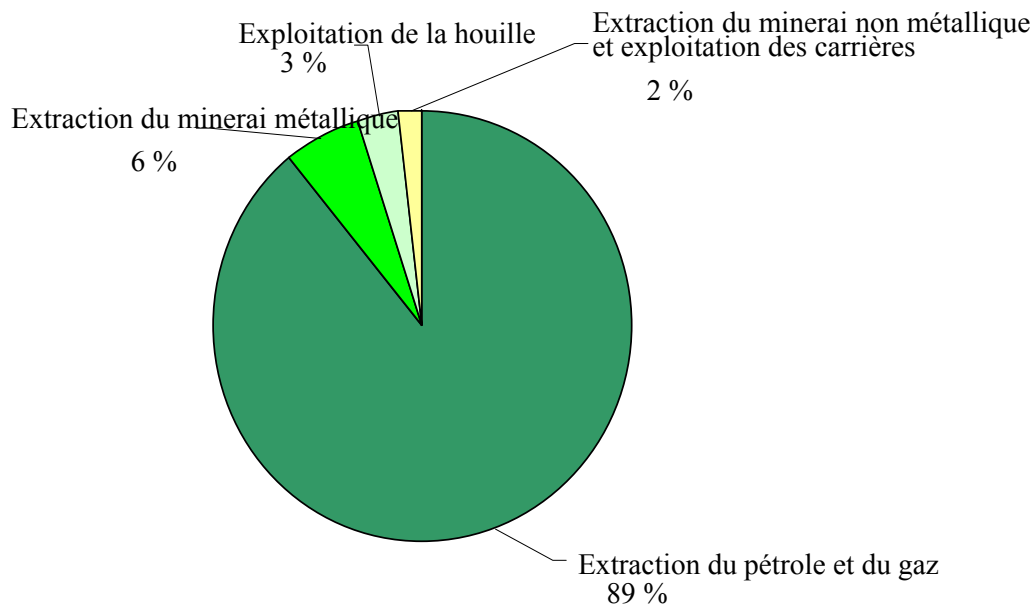


Figure 1-6 : Émissions de GES de 2007 déclarées par le secteur de l'exploitation des mines et des carrières et de l'extraction du pétrole et du gaz (SCIAN 21)

1.4.1.3 Tendances sectorielles des émissions de GES déclarées

Depuis la mise en œuvre du programme, les émissions provenant des services publics ont changé. Le secteur manufacturier affiche une baisse constante des émissions déclarées, alors que le secteur de l'exploitation des mines et des carrières et de l'extraction du pétrole et du gaz présente une augmentation constante. Par ailleurs, les émissions déclarées par les secteurs regroupés dans la catégorie « Autre » sont demeurées relativement stables (voir le Tableau 1-3). L'adoption de mesures de réduction des émissions (p. ex. le passage à des carburants de remplacement, un meilleur rendement énergétique), la baisse de la production ou de l'utilisation de combustibles, les fermetures d'usine, les périodes d'arrêt des opérations et le nombre d'installations qui produisent une déclaration sont autant de facteurs qui influent sur le niveau d'émission.

Tableau 1-3 : Contribution sectorielle des émissions de GES déclarées, de 2004 à 2007

SCIAN ¹	Secteur	Paramètre	Année de déclaration			
			2004	2005	2006	2007
21	Exploitation des mines et des carrières et extraction du pétrole et du gaz	Nombre d'installations	68	72	76	81
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	49 591	49 178	53 878	56 823
		Pourcentage annuel total (%)	18	18	20	20
		Changement annuel (%)	SO	-1	10	5
		Changements intervenus depuis 2004	SO	-1	9	15
22	Services	Nombre d'installations	75	75	76	77
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	121 459	123 787	115 868	121 401
		Pourcentage annuel total (%)	43	44	43	44
		Changement annuel (%)	SO	2	-6	5
		Changements intervenus depuis 2004 (%)	SO	2	-5	0
31-33	Manufacturier	Nombre d'installations	162	162	158	161
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	96 615	91 480	88 676	87 114
		Pourcentage annuel total (%)	35	33	33	31
		Changement annuel (%)	SO	-5	-3	-2
		Changements intervenus depuis 2004 (%)	SO	-5	-8	-10
Autre ²	Autres	Nombre d'installations	21	28	33	31
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	11 589	14 148	13 483	12 755
		Pourcentage annuel total (%)	4	5	5	5

		Changement annuel (%)	SO	22	-5	-5
		Changements intervenus depuis 2004 (%)	SO	22	16	10
Toutes	Toutes	Nombre d'installations	326	337	343	350
		Émissions (kt d'éq. CO ₂)	279 254	278 593	271 905	278 094
		Changement annuel (%)	SO	0	-2	2

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

1. SCIAN = Système de classification des industries de l'Amérique du Nord.

2. Autres = Inclut un certain nombre de secteurs plus petits (transport par pipeline de gaz naturel, traitement et élimination des déchets, etc.).

SO = Sans objet.

1.5 Catégories clés

Les recommandations du GIEC définissent les procédures (sous forme de schéma décisionnel) pour sélectionner les méthodes d'estimation recommandées dans le cadre des lignes directrices du GIEC (GIEC, 2000, 2003). Ces schémas officialisent le choix de la méthode d'estimation qui convient le mieux à la situation d'un pays tout en tenant compte du besoin d'exactitude et de la disponibilité des ressources (aussi bien financières qu'humaines). En règle générale, on peut améliorer la précision et l'exactitude des estimations aux fins de l'inventaire en utilisant des méthodes très rigoureuses (niveau le plus élevé). Toutefois, étant donné les limites concrètes, il est impossible de définir de façon détaillée toutes les catégories d'émissions. Il est donc utile de déterminer et d'établir la priorité des catégories clés pour faire le meilleur usage possible des ressources.

Dans ce contexte, une catégorie clé est une catégorie prioritaire du système d'inventaire national parce que son estimation exerce une influence profonde sur l'inventaire total des GES directs d'un pays en ce qui concerne le niveau absolu des émissions (évaluation du niveau) et la tendance des émissions (évaluation de la tendance). Dans la mesure du possible, deux paramètres importants des catégories clés de l'inventaire doivent faire l'objet d'une attention spéciale :

1. L'usage privilégié de méthodes détaillées du plus haut niveau.
2. Encore plus d'attention à l'assurance et au contrôle de la qualité (AQ) et (CQ).

Une contribution cumulative de 95 % aux évaluations du niveau et de la tendance constitue une approximation raisonnable des catégories qui représentent environ 90 % du degré d'incertitude de l'inventaire (GIEC, 2000). Faute de données quantitatives sur les incertitudes, la méthode simplifiée de niveau 1, qui sert à déterminer les catégories clés, permet de se faire une assez bonne idée des secteurs auxquels il faut accorder la priorité afin d'améliorer les estimations de l'inventaire.

Pour l'inventaire des GES de 1990-2007, les évaluations du niveau et des tendances des catégories clés ont été effectuées selon l'approche de contrôle de qualité de niveau 1, présentée dans les Recommandations du GIEC (2000 et 2003). Les catégories d'émissions et d'absorptions

utilisées pour leur évaluation suivent généralement celles du CUPR et du CUPR -ATCATF, même si dans certains cas les données ont été regroupées et sont propres à l'inventaire canadien.

Les grandes catégories clés basées sur les évaluations du niveau et des tendances (dont le secteur ATCATF) sont celles de la combustion de combustibles (transport routier, production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, autres secteurs, industries manufacturières et construction), de la production d'acide adipique, de la catégorie ATCATF, des terres converties en terres cultivées, des terres forestières dont la vocation n'a pas changé. On trouvera à l'annexe 1 des précisions et les résultats des évaluations.

1.6 Assurance de la qualité/Contrôle de la qualité

L'inventaire national et le RIN doivent être préparés conformément aux lignes directrices et aux méthodes internationales en matière de déclaration convenues par la CCNUCC. L'inventaire est établi selon les méthodes et les lignes directrices prescrites par le GIEC, et repose sur les meilleures données et méthodes basées sur des connaissances scientifiques. L'AQ/CQ et les procédures de vérification font partie intégrante de la préparation de l'inventaire. La Division des gaz à effet de serre mène chaque année des activités d'AQ/CQ et s'est engagée à améliorer les données et les méthodes en collaboration avec l'industrie, les provinces et les territoires, le milieu universitaire et la communauté internationale afin de produire un inventaire crédible et valable. Les activités d'amélioration, qui tiennent compte des résultats des procédures d'AQ/CQ, des examens et des vérifications, sont planifiées et mises en œuvre de façon continue afin d'améliorer encore plus la transparence de l'inventaire, son exhaustivité, son exactitude, son uniformité et sa comparabilité. De ce fait, les changements qui touchent les données ou les méthodes conduisent souvent à un nouveau calcul des estimations des GES pour la totalité des séries chronologiques allant de l'année de référence 1990 à l'année la plus récente.

En 2008, on a surtout mis l'accent sur la mise en œuvre continue du plan AQ/CQ, qui est axée sur la transition à partir d'une approche officieuse d'AQ/CQ vers une approche officiellement définie et constante dans l'ensemble des secteurs. On s'attend à ce que la mise en place intégrale du plan s'échelonne sur plusieurs années.

En outre, un comité chargé d'établir des priorités et de faire la planification, créé en 2006, a joué cette année un rôle de centralisateur dans la prise de décisions et a coordonné les améliorations apportées à l'inventaire.

Les réalisations en matière d'AQ/CQ pour 2008 comprennent :

- la réalisation d'une analyse des leçons tirées afin de déterminer les améliorations et risques possibles pour l'inventaire;
- l'amélioration des échéanciers de projet pour une meilleure progression du calendrier de l'inventaire;
- l'officialisation du processus d'examen, d'approbation et de documentation des changements méthodologiques;
- la création d'un groupe de travail sur l'énergie, en collaboration avec Environnement Canada, Statistique Canada, et Ressources naturelles Canada, afin d'examiner les questions relatives à l'échéancier, à la qualité et aux aspects techniques des données sur l'énergie fournies par Statistique Canada;

- la dotation d'un poste additionnel d'ingénieur de projet pour améliorer l'analyse nationale de l'incertitude et mieux intégrer les analyses des systèmes d'assurance de la qualité, des incertitudes et des sources clés.

L'annexe 6 du rapport offre d'autres précisions.

1.7 Degré d'incertitude de l'inventaire

Même si les inventaires nationaux de GES doivent être précis, exhaustifs, comparables, transparents et vérifiables, les estimations seront toujours entachées d'incertitudes qui peuvent résulter de l'incertitude systématique des modèles ou, plus vraisemblablement, de l'incertitude aléatoire des paramètres d'entrée. Même si, pour réduire l'incertitude des modèles, il faut procéder à l'examen approfondi des modèles d'estimation, on peut réduire l'incertitude aléatoire en améliorant les régimes des données sur les activités et l'évaluation des coefficients d'émission et d'autres paramètres de modèles. L'objectif principal des informations quantitatives sur l'incertitude est de fixer l'ordre des priorités afin d'améliorer l'exactitude des inventaires futurs et d'orienter les décisions sur les méthodes à utiliser. En général, le degré d'incertitude qui se rattache aux tendances et aux totaux nationaux est nettement inférieur à celui qui se rattache aux gaz et aux secteurs individuels.

Selon les lignes directrices de déclaration de la CCNUCC qui concernent les inventaires annuels, les Parties visées à l'Annexe I doivent estimer quantitativement le degré d'incertitude des données pour toutes les catégories de sources et de puits en utilisant au moins la méthode de niveau 1, telle qu'elle figure dans les Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Les Parties peuvent recourir à la méthode de niveau 2 pour s'affranchir des limites techniques de la méthode de niveau 1.

En 2004 et en 2005, on a mené une étude quantitative de niveau 2 du degré d'incertitude de l'inventaire des gaz à effet de serre au Canada (ICF Consulting 2004, 2005), dont les résultats ont été décrits dans le RIN canadien de 2005. Dans celui de 2007, on a incorporé d'autres données de l'étude de niveau 2, notamment des données sur l'incertitude générale des tendances de l'inventaire pour 1990-2001 et sur la sensibilité du degré d'incertitude général de l'inventaire aux incertitudes entachant les catégories de sources. Dans le RIN de 2009, le Canada continue de tirer profit des résultats de cette étude en tant que principale source d'évaluation quantitative de l'incertitude (voir l'annexe 7 pour de plus amples renseignements). À court terme, le Canada entend à mettre à jour son analyse de l'incertitude et développer des compétences à l'interne pour faire en sorte qu'elle soit mise à jour sur une base régulière.

Dans l'ensemble, le degré d'incertitude pour tous les GES confondus de l'inventaire national (sans l'ATCATF), comme en 2001 (présentation du RIN de 2003), se situe entre -3 % et +6 %. Le N₂O présente l'incertitude la plus étendue, allant de -8 % à +80 %; viennent ensuite les hydrofluorocarbures (HFC), dont l'incertitude varie entre -22 % et +58 %. L'incertitude du CO₂, le plus grand contributeur aux émissions déclarées dans l'inventaire, varie entre -4 % et 0 % (ICF Consulting, 2005). L'estimation du degré d'incertitude des données de l'inventaire canadien se situe dans la plage d'incertitude déclarée par d'autres pays de l'Annexe I.

Bien que l'analyse de l'incertitude ait été réalisée à partir des données du RIN de 2003, on estime que, dans bien des cas, elle est représentative de l'incertitude de l'inventaire actuel; dans d'autres, les données ont été mises à jour, mais elles n'ont pas été incorporées à une évaluation globale de l'incertitude de l'inventaire national. L'explication des facteurs d'incertitude des diverses catégories et les mises à jour de certaines estimations de l'incertitude pour diverses catégories de sources sont fournies dans les chapitres propres à chaque secteur.

1.8 Évaluation de l'exhaustivité

L'inventaire national de GES, pour l'essentiel, est un inventaire exhaustif des six GES qui doivent être déclarés aux termes de la CCNUCC. L'exclusion de certaines émissions est généralement due à l'indisponibilité de données d'activité exhaustives pour certaines sous-catégories d'une source qui sont par nature mineures. Dans certains cas, c'est l'absence de méthodologies adéquates et rentables qui a conduit à exclure une source mineure.

Dans le secteur de l'énergie, on peut encore améliorer l'exhaustivité en examinant les combustibles non classiques utilisés dans l'industrie manufacturière et les coefficients d'émissions de gaz autres que le CO₂ provenant de pneus mis au rebut. Depuis l'examen à l'échelle nationale mené par une équipe d'experts de la CCNUCC en 2007, et pour donner suite à leurs recommandations, le secteur de l'énergie inclut maintenant le biodiesel dans les émissions des transports. Dans le secteur des procédés industriels, les émissions de CH₄ attribuables aux procédés font actuellement l'objet d'un examen. Dans le secteur ATCATF, des améliorations significatives ont été apportées depuis 2006, mais les limites des données empêchent d'atteindre une exhaustivité totale. Tout comme pour le secteur des déchets, les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au compostage seront examinées de manière plus approfondie.

Dans le cadre du plan d'amélioration du RIN, on travaille constamment à identifier et évaluer les nouveaux puits et sources pour lesquels il existe des méthodes d'estimation rentables. On trouvera d'autres précisions sur l'exhaustivité de l'inventaire à l'annexe 5.

2 Tendances des émissions de gaz à effet de serre, 1990-2007

2.1 Sommaire des tendances

En 2007, les émissions canadiennes de GES (exception faite du secteur ATCATF) ont été de 747 Mt, soit une augmentation de 26,2 % par rapport aux niveaux de 1990. Entre 2006 et 2007, elles ont augmenté de 4,0 %.

Depuis 1990, l'augmentation des émissions est principalement le fait de la production d'électricité et de chaleur et de secteurs comme les industries des combustibles fossiles, l'exploitation minière, les transports, la consommation d'halocarbures et de SF₆, la fermentation entérique et les déchets. Il y a eu des baisses globales dans le secteur manufacturier et le secteur de la construction, de l'industrie chimique et de la production de métaux.

2.2 Tendances des émissions par gaz

Le CO₂ est de loin le gaz qui contribue le plus aux émissions de GES du Canada. La Figure 2-1 montre de quelle façon les contributions en pourcentage des six GES ont évolué entre 1990 et 2007. La proportion de CO₂ n'a que légèrement varié, passant de 77 % des émissions en 1990 à 79 % en 2007.

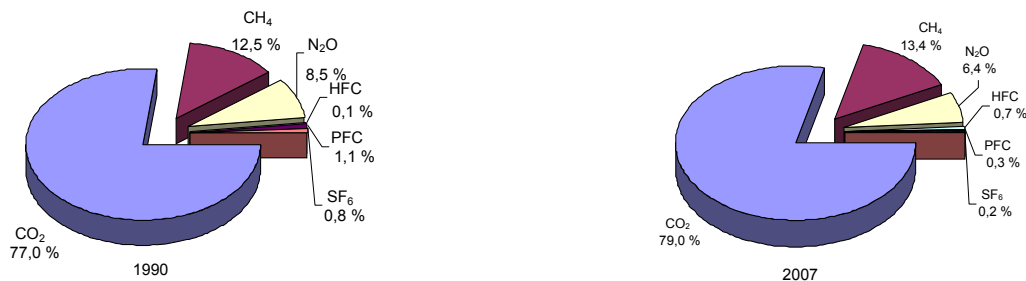


Figure 2-1 : Émissions canadiennes de GES par gaz, 1990 et 2007 (à l'exclusion du secteur ATCATF)

2.3 Tendances des émissions par catégorie

2.3.1 Secteur de l'énergie (émissions de GES en 2007: 614 Mt)

Les activités dans le domaine de l'énergie sont de loin la source la plus importante d'émissions de GES au Canada, puisqu'on y retrouve les émissions de tous les GES attribuables à la production et à la consommation de combustibles dont le but primordial est de fournir de l'énergie. Les émissions de ce secteur sont classées soit comme résultant de la combustion de combustibles, soit comme rejets fugitifs. Les émissions fugitives se définissent comme des rejets délibérés ou accidentels de GES résultant de la production, de la transformation, du transport, de l'entreposage et de la livraison de combustibles fossiles.

Dans l'ensemble, la combustion de combustibles et les émissions fugitives ont produit 82 % du total des émissions canadiennes de GES en 2007 (respectivement 549 Mt et 64,8 Mt). Entre 1990 et 2007, les émissions attribuables à la combustion de combustibles ont augmenté de 29 %, alors que les émissions fugitives ont progressé de 52 %. Le Tableau 2-1 présente les émissions attribuables à la combustion de combustibles et aux émissions fugitives pour certaines années.

Les industries énergétiques, regroupées dans le secteur de l'énergie, contribuent plus que toute autre catégorie aux émissions du Canada. Ces industries (qui englobent la production de combustibles fossiles et la production d'électricité et de chaleur) génèrent à la fois des rejets de gaz de combustion et des émissions fugitives, qui sont présentés dans la catégorie « Combustion de combustibles - Industries énergétiques » et « Émissions fugitives » dans le Tableau 2-1. Ensemble, le sous-secteur des industries énergétiques et celui des émissions fugitives ont contribué à 261 Mt, ou 35 %, des émissions totales du Canada et à environ 42 % de celles du secteur de l'énergie en 2007.

Tableau 2-1 : Émissions de GES du secteur de l'énergie, par secteur du CUPR de la CCNUCC, certaines années

Puits/sources de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	2004	2005	2006	2007
1. Énergie	469	603	593	581	614
A. Combustion de combustibles (Approche sectorielle)	427	537	528	515	549
1. Industries énergétiques	147	199	191	183	196
2. Industries manufacturières et Construction	63,1	67,7	64,6	65,1	72,5
3. Transport	145	188	192	191	200
4. Autres secteurs	72	83	80	75	81
B. Émissions fugitives	42,7	65,6	64,7	65,8	64,8
1. Combustibles solides (charbon)	1,9	0,7	0,7	0,7	0,8
2. Pétrole et gaz naturel	40,7	64,9	63,9	65,1	64,1

Note: Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Le Tableau 2-1 subdivise les sources d'énergie selon les catégories du CUPR de la CCNUCC - les rejets de gaz de combustion sont classés séparément des émissions fugitives. Avec cette ventilation, la combustion de combustibles dans les industries énergétiques a représenté 196 Mt en 2007 et les émissions fugitives, 64,8 Mt. En termes de croissance relative, les émissions fugitives du secteur du pétrole et du gaz naturel (y compris la production, la transformation, le transport et la distribution) ont augmenté plus rapidement que dans toute autre catégorie (voir le Tableau 2-1) du secteur de l'énergie; en effet, entre 1990 et 2007, elles ont progressé de 57 %.

2.3.1.1 Émissions dues à la combustion de combustibles (émissions de GES en 2007 : 549 Mt)

Les émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles sont passées de 427 Mt en 1990 à 549 Mt en 2007, soit une hausse de 29 %. Les émissions attribuables à la combustion de combustibles sont réparties dans les sous-catégories suivantes de la CCNUCC: industries énergétiques, secteur manufacturier et construction, transports et autres secteurs. La sous-catégorie des autres secteurs englobe les émissions des catégories résidentielles et commerciales, de même que les contributions mineures des émissions attribuables à la combustion de combustibles de sources fixes provenant du secteur de l'agriculture et des forêts.

Industries énergétiques (émissions de GES en 2007 : 196 Mt)

Le sous-secteur des industries énergétiques constitue la part la plus importante des émissions du Canada attribuables à la combustion de combustibles (26 % du total). Les émissions comprises dans ce sous-secteur proviennent de sources fixes qui produisent, transforment et raffinent de l'énergie. Parmi les catégories de la CCNUCC appartenant à cette source figurent la production

d'électricité et de chaleur dans le secteur public, le raffinage du pétrole et la fabrication de combustibles solides et d'autres industries énergétiques. En 2007, les émissions attribuables à la combustion de la catégorie des industries énergétiques se sont élevées à 196 Mt, soit une hausse de 34 % par rapport aux 147 Mt émises en 1990.

Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public¹⁹ (émissions de GES en 2007 : 126 Mt)

Cette catégorie a concentré 17 % (126 Mt) des émissions de GES du Canada en 2007 (voir le Tableau 2-2) et a contribué à 20 % de la croissance totale des émissions entre 1990 et 2007. Les émissions globales de cette catégorie ont augmenté de 32 % (31 Mt) depuis 1990.

Tableau 2-2: Émissions de GES provenant de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)					Changement (%) 1990–2007
	1990	2004	2005	2006	2007	
Production d'électricité	95	125	123	116	125	31 %
Production de chaleur	0,70	2,03	1,40	1,37	1,40	100 %
Total	95,5	126,8	124,7	117,0	126,0	32 %

Note: Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

La production d'électricité et de chaleur, composante du sous-secteur des industries énergétiques, a connu de fortes augmentations des émissions depuis 1990. L'augmentation de la demande d'électricité et de la consommation de combustibles fossiles dans les méthodes de production a fait grimper les émissions de GES de 31 Mt entre 1990 et 2007; en comparaison, la demande d'électricité a été de 138 TWh plus élevée en 2007 qu'en 1990 (Statistique Canada n° 57-601). Même si cette hausse de la demande a été comblée en partie par l'augmentation de la production d'hydroélectricité et d'énergie nucléaire, la production de combustibles fossiles a augmenté encore plus. Il s'ensuit qu'en 2007, la part de l'hydroélectricité dans le parc électrogène a reculé, passant de 63 % à 60 % (Statistique Canada n° 57-601), tandis que la part des combustibles fossiles a augmenté, de 22 % à 25 %, aggravant l'intensité moyenne d'émissions de GES. Cela signifie qu'entre 1990 et 2007, pendant que la production de combustible fossile augmentait de 44 %, les émissions de GHS augmentaient de 31 %.

La situation à court terme révèle que les émissions de GES dues à la production d'électricité et de chaleur ont augmenté de près de 9 Mt depuis 2006, de 1,3 Mt depuis 2005 et ont diminué de 0,8 Mt par rapport à 2004. Comme l'électricité est produite pour répondre à une demande immédiate, la diminution des émissions de GES reflète une baisse de la demande qui peut se produire par le recours à des mesures de conservation de l'énergie, par suite d'hivers plus chauds et à cause de facteurs économiques comme la fermeture d'usines. Les émissions peuvent aussi être moindres grâce aux niveaux d'eau plus élevés des barrages hydroélectriques, et l'augmentation de la production d'énergie nucléaire; ensemble, ils réduisent les besoins de production d'électricité à partir de combustibles fossiles. Les hivers plus chauds et les étés plus frais contribuent aussi à la réduction des charges de chauffage ou de refroidissement.

¹⁹ La catégorie de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public inclut les émissions des services publics et la production industrielle

Il faut remarquer dans ces tendances que les émissions de GES dues à la production d'électricité des centrales au charbon, qui avaient augmenté depuis le milieu des années 1990, ont varié régulièrement après avoir atteint un sommet en 2001. Les coûts des combustibles, les facteurs économiques et l'environnement réglementaire restent des déterminants importants des émissions de GES dues à la production d'électricité des centrales au charbon. Le remplacement de combustible (l'utilisation de charbon à moindre intensité de GES), l'utilisation d'autres énergies renouvelables et le commerce interprovincial et international y ont aussi joué un rôle. L'impact de l'énergie éolienne commencera à prendre une part plus grande dans les années à venir puisque la capacité éolienne installée au Canada continue de prendre rapidement de l'ampleur.

Même si la consommation accrue de gaz naturel a contribué à atténuer le rythme de croissance des émissions, la désaffection à l'égard des sources qui n'émettent pas de GES (énergie nucléaire et hydroélectricité) dans la deuxième partie des années 1990, a entraîné de fortes hausses absolues. Pour plus de renseignements sur la production d'électricité et sur les tendances, voir l'annexe 9 – tableaux sur l'intensité des émissions du secteur de l'électricité. Les tendances et analyses à l'échelle provinciale ou territoriale sont abordées à l'annexe 10 – Analyse des tendances provinciales et territoriales.

Raffinage du pétrole et fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques²⁰ (émissions de GES en 2007: 70 Mt)

La catégorie du raffinage du pétrole inclut surtout les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles pendant la production de produits pétroliers raffinés (PPR), alors que la fabrication de combustibles fossiles et les autres industries énergétiques concernent les émissions de gaz de combustion dues à l'industrie amont du pétrole et du gaz (PGA). La majeure partie des émissions de gaz de combustion dues à la valorisation du pétrole lourd et du bitume pour produire du brut synthétique sont incluses dans les rubriques de la fabrication de combustibles solides et des autres industries énergétiques. Comme on le voit au Tableau 2-3, entre 1990 et 2007, les émissions de ces deux catégories ont augmenté d'environ 18 Mt, ou 37 %. Cette hausse est attribuable à l'augmentation de la production de pétrole et de gaz naturel, en particulier le pétrole brut bitumineux et le pétrole brut lourd, essentiellement destinés à l'exportation.

Tableau 2-3: Émissions de GES provenant du raffinage du pétrole, de la fabrication de combustibles solides et d'autres industries énergétiques, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)					Changement (%) 1990–2007
	1990	2004	2005	2006	2007	
Raffinage du pétrole	16	18	17	16	18	17
Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	36	53	49	50	52	45
Total	52	71	66	66	70	37

Note: Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Industries manufacturières, construction et exploitation minière (émissions de GES en 2007 : 73 Mt)

²⁰ Dans le RIN, la catégorie des industries des combustibles fossiles inclut à la fois les sous-secteurs du raffinage du pétrole et de la production de combustibles fossiles (aussi appelée fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques).

Les émissions du sous-secteur des industries manufacturières et de la construction englobent la combustion de combustibles fossiles par les secteurs de la sidérurgie, des métaux non ferreux, des produits chimiques, du ciment, des pâtes, des papiers et de l'imprimerie, de la construction, de l'exploitation minière et de toutes les autres industries manufacturières²¹. En 2007, les émissions de GES ont atteint 72,5 Mt (voir le Tableau 2-4). Dans l'ensemble, ce sous-secteur a été responsable de 9,7 % des émissions totales de GES du Canada en 2007, soit une hausse de 9,4 MT depuis 1990.

Tableau 2-4: Émissions de GES des industries manufacturières, de l'exploitation minière et de la construction, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)					Changement (%) 1990–2007
	1990	2004	2005	2006	2007	
Sidérurgie	6,48	6,46	6,45	6,22	6,64	2,5 %
Métaux non ferreux	3,19	3,23	3,27	3,23	3,38	6,1 %
Produits chimiques	7,14	6,83	6,40	6,82	6,68	-6,6 %
Ciment	3,83	4,62	4,89	5,07	4,91	28 %
Construction	1,87	1,34	1,36	1,30	1,29	-31 %
Extraction minière	6,19	14,86	15,63	16,83	23,30	276 %
Pâtes, papier et imprimerie	13,73	9,40	7,18	5,86	5,77	-58 %
Autres industries manufacturières	20,6	20,9	19,4	19,8	20,6	-0,5 %
Total	63,1	67,7	64,6	65,1	72,5	15 %

Note Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Entre 1990 et 2007, il y a eu des fluctuations dans les émissions générées par les diverses catégories du sous-secteur des industries manufacturières et de la construction. La majeure partie de la hausse générale est attribuable à l'exploitation minière, qui a connu une augmentation de 276 % depuis 1990, alors que la plus forte diminution a été enregistrée dans le secteur des pâtes, des papiers et de l'imprimerie. On attribue à une forte demande, tant à l'intérieur du pays qu'à l'échelle internationale, la croissance à long terme des émissions de GES dans les catégories de l'extraction minière, du ciment, des métaux non ferreux et de la sidérurgie. Le secteur de l'exploitation minière comprend l'exploitation des sables bitumineux ainsi que l'extraction de métaux et de minéraux. Les autres secteurs ont tous enregistré des baisses à long terme, allant de -57 % pour le secteur des pâtes, des papiers et de l'imprimerie à 0,5 % pour le secteur des autres industries manufacturières. Ces baisses sont probablement dues à la demande de produits, au remplacement de certains combustibles et aux changements survenus dans les procédés de fabrication.

La diminution à court terme la plus remarquable, soit une baisse de 3,2 % (ou 1,2 Mt), a aussi été enregistrée dans le secteur des pâtes, des papiers et de l'imprimerie, reflétant les difficultés économiques éprouvées par ce secteur. Le secteur de l'exploitation minière a affiché une hausse de 38 % des émissions de GES entre 2006 et 2007, ce qui correspond à la demande pour ces produits. Les tendances et analyses à l'échelle provinciale ou territoriale sont abordées à l'annexe 10 – Analyse des tendances provinciales et territoriales.

21. Les catégories du RIN qui correspondent à ce secteur de la CCNUCC sont les industries manufacturières, de la construction et de l'exploitation minière (voir les tableaux S-2 et S-3).

Transport (émissions de GES en 2007 : 200 Mt)

Le transport est un sous-secteur vaste et diversifié, qui a contribué à près de 27 % des émissions de GES du Canada en 2007. Il comprend les émissions attribuables à la combustion de combustibles servant au transport des passagers et des marchandises dans cinq sous-catégories distinctes :

- le transport routier;
- aviation civile (interne);
- le transport maritime (interne);
- le transport ferroviaire;
- les autres modes de transport (véhicules hors route et pipelines).

Entre 1990 et 2007, les émissions de GES du secteur des transports, qui sont régies surtout par l'énergie consommée lors des déplacements personnels, ont augmenté de 37,5 %, soit plus de 55 Mt. Dans l'ensemble, le transport a été le deuxième plus grand générateur d'émissions en 2007, contribuant pour 200 Mt, ou 35 %, à l'augmentation des émissions du Canada entre 1990 et 2006.

Les émissions des camions légers à essence, sous-catégorie qui englobe les VUS, les camionnettes et les fourgonnettes, ont augmenté de 117 % entre 1990 et 2007 (de 20,7 Mt en 1990 à 45 Mt en 2007), alors que les émissions des voitures particulières (véhicules légers à essence) ont reculé de 10 % (de 45,8 Mt en 1990 à 41,1 Mt en 2007) (voir le Tableau 2-5).

Tableau 2-5: Émissions de GES du secteur des transports, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	2004	2005	2006	2007
Transport (total)	145	188	192	191	200
Aviation civile (interne)	6,4	7,8	7,9	7,7	7,8
Véhicules légers à essence	45,8	41,1	39,9	39,9	41,1
Camions légers à essence	20,7	42,0	43,1	43,6	45,0
Véhicules lourds à essence	7,81	6,40	6,30	6,43	6,64
Motocyclettes	0,146	0,245	0,252	0,256	0,265
Véhicules légers au diesel	0,355	0,431	0,432	0,435	0,450
Camions légers au diesel	0,707	1,99	2,13	2,23	2,33
Véhicules lourds au diesel	20,7	36,5	38,1	38,9	40,1
Véhicules au propane et au gaz naturel	2,2	0,86	0,72	0,79	0,83
Transport ferroviaire	7	6	6	6	7
Transport maritime (interne)	5,0	6,6	6,4	5,8	6,1
Véhicules hors route à essence	6,7	7,7	7,3	6,7	7,4
Véhicules hors route à moteur diésel	15	22	23	23	25
Pipelines	6,85	8,47	10,1	9,61	9,80

Note : Se reporter à l'annexe 8 pour avoir les détails de toutes les années.

Comme le montre le Tableau 2-5, l'augmentation des émissions du transport routier est due, non seulement à la hausse de 39 % du parc total de véhicules, mais également à une désaffectation à l'égard des achats de voitures de tourisme (véhicules légers à essence) au profit des camions (camions légers à essence) qui, en moyenne, émettent 40 % de GES de plus par kilomètre.

Entre 1990 et 2007, les augmentations respectives de 24 Mt et de 19 Mt des camions légers à essence et des véhicules lourds au diesel reflètent l'utilisation accrue des VUS, des fourgonnettes et des camionnettes lors des déplacements personnels et des poids lourds pour le transport des marchandises (voir le Tableau 2-6).

Tableau 2-6: Tendances du parc de véhicules au Canada, de 1990 à 2007

Année	Nombre de véhicules (milliers)							Total
	VUE légers	CUE légers	VE lourds	MC	VUD légers	CUD légers	VD lourds	
1990	10 646	3 308	518	261	109	112	402	15 356
1991	10 677	3 496	463	255	110	117	394	15 512
1992	10 674	3 712	432	248	109	126	397	15 698
1993	10 761	4 019	425	247	111	145	442	16 149
1994	10 694	4 305	428	234	108	165	487	16 421
1995	10 590	4 395	387	226	104	183	513	16 398
1996	10 273	4 517	383	213	99	174	498	16 157
1997	10 420	4 939	388	225	101	188	537	16 797
1998	10 250	5 347	395	263	107	204	629	17 195
1999	10 696	5 787	349	257	114	205	616	18 024
2000	10 863	6 065	376	288	123	224	649	18 587
2001	10 969	6 266	407	327	131	231	713	19 045
2002	10 929	6 421	394	359	138	234	724	19 200
2003	10 940	6 688	410	390	142	243	742	19 554
2004	10 931	6 959	429	417	153	254	801	19 944
2005	10 961	7 386	435	437	159	277	856	20 510
2006	11 195	7 551	445	446	162	284	876	20 960
2007	11 429	7 715	455	456	166	291	897	21 409

VUE léger = véhicule utilitaire à essence léger; CUE léger = camion utilitaire à essence léger; VE lourd : véhicule à essence lourd; MC = motocyclettes; VUD léger = véhicule utilitaire au diesel léger; CUD léger = camion utilitaire au diesel léger; VD lourd : véhicule diesel lourd.

En 2007, les émissions des véhicules lourds au diesel ont contribué pour 40 Mt aux émissions totales de GES (soit 94 % de plus qu'en 1990). Celles des véhicules lourds à essence étaient nettement plus basses, avec 6,6 Mt pour 2007, soit une baisse de 15 % par rapport à 1990. Même s'il n'est pas facile d'obtenir des données exactes et exhaustives pour le mode de transport des marchandises, la tendance des données provenant des grandes entreprises canadiennes de camionnage pour compte d'autrui montre de manière concluante que le transport des marchandises par camion a nettement augmenté et que cette activité est la fonction primordiale des véhicules lourds à essence et au diesel.

Les émissions dues à la combustion de carburant hors route²² dans l'autre sous-secteur des transports ont augmenté de 50 % entre 1990 et 2007 sans compter l'apport des pipelines.

Les émissions du secteur des pipelines comprises dans le sous-secteur des transports sont des rejets de gaz de combustion attribuables essentiellement au transport du gaz naturel. En raison de l'augmentation des activités dans le secteur de l'énergie, ces émissions ont augmenté de 43 %, pour passer de 6,8 Mt en 1990 à 9,8 Mt en 2007.

Autres secteurs (émissions de GES en 2007 : 81 Mt)

Le sous-secteur des autres secteurs englobe les émissions attribuables à la combustion de combustibles dans la catégorie résidentielle et commerciale, de même que les rejets de gaz de combustion de sources fixes du secteur de l'agriculture et des forêts²³. Dans l'ensemble, ce sous-secteur a affiché une hausse des émissions de GES de 13 % entre 1990 et 2007, et chacune de ses sous-catégories a connu diverses fluctuations.

Secteur résidentiel et commercial

Les émissions de ce secteur résultent essentiellement de la combustion de combustibles pour chauffer les édifices résidentiels et commerciaux. La combustion de combustibles dans la catégorie résidentielle et commerciale/institutionnelle²⁴ a représenté respectivement 5,8 % (44 Mt) et 4,7 % (35 Mt) de l'ensemble des émissions de GES en 2007.

Comme l'indique la Figure 2-2, les émissions résidentielles fluctuent d'une année à l'autre, mais, dans l'ensemble, elles n'ont pas changé de 1990 à 2007. À court terme, les émissions ont augmenté de 3,8 Mt depuis 2006, de 1,8 Mt depuis 2005 et de 0,7 Mt depuis 2004. Les émissions du secteur commercial et institutionnel, cependant, ont augmenté de 9,5 Mt ou 37 % entre 1990 et 2007 et présentent une tendance semblable à celle observée dans le secteur résidentiel. Ensemble, les deux catégories ont enregistré une augmentation de 9,5 Mt, ou 14 %, entre 1990 et 2007.

²² Les émissions hors route incluent celles de la combustion de carburant diesel et d'essence dans des activités très différentes. Il s'agit par exemple de l'utilisation d'équipement mobile lourd dans les secteurs de la construction, de l'exploitation minière et de l'exploitation forestière, de véhicules récréatifs comme les motoneiges et les véhicules tout terrains (VTT), et de l'équipement résidentiel comme les tondeuses à gazon et taille-haies.

²³ La catégorie des autres secteurs de la CCNUCC regroupe les secteurs suivants du RIN : résidentiel, commercial et institutionnel, et agriculture et foresterie (figurant sous la rubrique de l'énergie et de la combustion de combustibles à l'annexe 8).

²⁴ Les émissions du secteur commercial sont basées sur l'utilisation de combustible déclarée dans le Bulletin de la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada (BDEEC; Statistique Canada n° 57-0003) pour les catégories des institutions commerciales et autres institutions et de l'administration publique. Cette dernière est une catégorie fourre-tout qui inclut les combustibles utilisés par les industries de services concernant l'exploitation minière, le commerce en gros et en détail, les services financiers et commerciaux, l'éducation, la santé et les services sociaux, et d'autres industries dont on ne tient pas explicitement compte ailleurs.

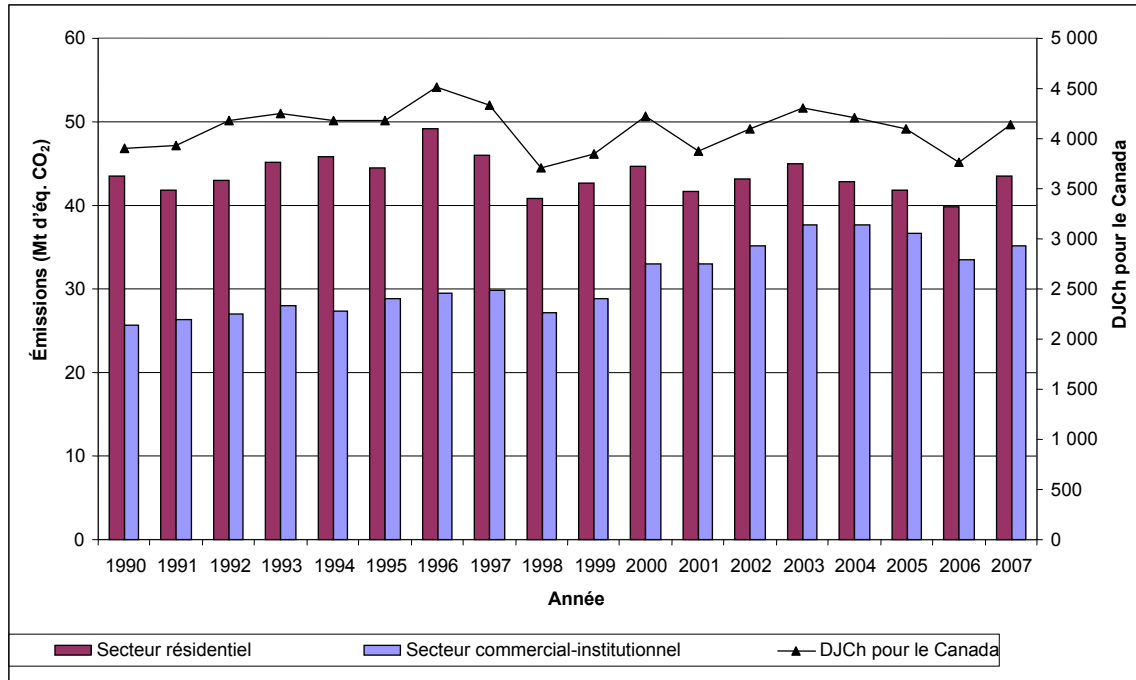


Figure 2-2: Émissions de GES et DJCh du secteur résidentiel et commercial, de 1990 à 2007

Les émissions de GES, en particulier dans le secteur résidentiel, suivent de près les DJCh²⁵ (comme le montre la Figure 2-2). Ce rapport étroit révèle l'influence profonde des conditions météorologiques sur les besoins de chauffage et donc sur la demande de gaz naturel, de mazout domiciliaire et de combustibles à base de biomasse.

La surface utile dans le secteur résidentiel et commercial a augmenté considérablement et régulièrement durant cette période. Dans la catégorie commerciale, il y a eu des variations des proportions relatives des divers types d'édifices, avec une diminution des édifices de type entrepôt et une augmentation de la surface utile des bureaux. Cette augmentation a entraîné un accroissement de la demande de climatisation et de chauffage ainsi qu'une augmentation du nombre d'appareils dans les maisons et de dispositifs auxiliaires dans les bureaux (RNCAN, 2005). Cette tendance à la hausse de la surface utile et des équipements a été contrecarrée par la désaffection à l'égard des produits pétroliers, et l'amélioration de l'efficacité énergétique et de l'isolation thermique des maisons.

Dans le secteur résidentiel, même si le nombre de maisons a augmenté de près de 2 millions depuis 1990 (Statistique Canada, 2007), les émissions sont demeurées relativement stables. Cela peut probablement être attribué aux méthodes de construction améliorées, à une meilleure isolation et à l'utilisation de systèmes de chauffage à haut rendement énergétique. Les programmes incitatifs en matière de rénovation résidentielle, comme le programme Encouragement éconergétique ÉnerGuide pour les maisons (remplacé, en 2007, par le programme écoÉNERGIE Rénovation), ont aussi joué un important rôle pour ce qui est d'établir les

²⁵ Les DJCh sont calculés en déterminant le nombre moyen, sur l'ensemble du Canada, de jours où la température est inférieure à 18,0 °C et en multipliant ce chiffre par l'écart correspondant entre la température et le seuil de 18,0 °C.

améliorations à apporter d'un point de vue énergétique, entraînant ainsi une réduction des émissions dues au chauffage.

Agriculture et foresterie

Les rejets de gaz de combustion de sources fixes provenant du secteur de l'agriculture et de la foresterie se sont chiffrés à 2,2 Mt en 2007, une baisse de 6 % par rapport à 1990. Les émissions provenant de ces catégories ont contribué à moins de 0,3% aux émissions totales en 2007.

2.3.1.2 *Émissions fugitives des combustibles fossiles (émissions de GES en 2007 : 64,8 Mt)*

Comme nous l'avons vu plus haut, les émissions fugitives des combustibles fossiles sont les rejets délibérés ou accidentels de GES résultant de la production, de la transformation, du transport, de l'entreposage et de la livraison des combustibles fossiles. Les gaz rejetés qui sont brûlés avant d'être évacués (par exemple le torchage du gaz naturel dans les installations de production et de traitement du pétrole et du gaz) sont également considérés comme des émissions fugitives. Les émissions fugitives proviennent de deux sources : l'extraction et la manutention du charbon et les activités de l'industrie du pétrole et du gaz naturel. Elles ont représenté 8,7 % des émissions totales de GES du Canada en 2007 et contribué pour 14 % à l'augmentation des émissions entre 1990 et 2006.

Le Tableau 2-7 résume les changements des émissions fugitives des catégories des combustibles solides ainsi que du pétrole et du gaz naturel. Au total, les émissions fugitives ont augmenté d'environ 52 % entre 1990 et 2007, passant de 42,7 Mt à 64,8 Mt, tandis que les émissions de la catégorie du pétrole et du gaz naturel ont contribué à 99 % des émissions fugitives totales en 2006, dépassant de très loin la part de 1 % de l'extraction du charbon. Même si les émissions fugitives de la catégorie des combustibles solides (comme l'extraction du charbon) ont reculé de près de 1,2 Mt (60 %) entre 1990 et 2007 à cause de la fermeture de nombreuses mines de charbon dans l'est du Canada, les émissions du pétrole et du gaz naturel ont augmenté de 57 % durant la même période.

Cette augmentation des émissions est due à celle de la production de gaz naturel et de mazout, dont le pétrole brut bitumineux, depuis 1990, destinée essentiellement à l'exportation vers les États-Unis. Depuis 1990, on a enregistré une très forte augmentation de l'énergie nette exportée du Canada (voir la section S.4.1 du sommaire pour des précisions sur les émissions dues aux exportations de pétrole et de gaz naturel), qui s'est accompagnée d'une hausse de 196 % des émissions de GES dues à ces exportations nettes d'énergie.

Bien que l'ensemble des émissions fugitives dues à la production de pétrole et de gaz aient considérablement augmenté depuis 1990, l'intensité globale des émissions (émissions par unité d'énergie produite) de la production en amont de pétrole et de gaz a diminué de 0,2 % (voir le Tableau 2-7). Toutefois, l'intensité des émissions fugitives des différentes catégories de production pétrolière et gazière en amont a beaucoup changé. Les changements les plus importants sont une augmentation d'environ 14 % de l'intensité des émissions provenant de la production de pétrole classique et une diminution de 17 % de l'intensité des émissions des sables bitumineux.

De 2006 à 2007, l'intensité des émissions provenant de la production en amont de pétrole et de gaz a baissé, passant de 4,15 à 4,05 kt d'éq. CO₂/ PJ (diminution de 2,5 %). Cette réduction est principalement attribuable à la réglementation gouvernementale adoptée en Alberta pour gérer les

émissions d'évacuation et les émissions dues au torchage et accroître l'utilisation de gaz dissous. Au cours de la même période, l'intensité des émissions attribuables à l'industrie des sables bitumineux a légèrement augmenté (~1 %) à cause de la croissance des émissions des procédés dues à une production accrue.

Tableau 2-7: Intensité des émissions fugitives de GES de la production gazière et pétrolière, par catégorie, certaines années

	1990	2004	2005	2006	2007
PRODUCTION EN AMONT					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂) (Total)	39,0	60,7	59,8	61,0	60,0
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	55	53	56	54
Production (PJ)	9 622	14 395	14 338	14 689	14 827
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	50	49	53	54
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	4,06	4,22	4,17	4,15	4,05
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	3,9	2,8	2,3	-0,2
Production pétrolière classique					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	16,2	24,2	23,1	23,1	22,0
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	49 %	42 %	42 %	36 %
Production (PJ)	2 978	3 572	3 465	3 441	3 534
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	20 %	16 %	16 %	19 %
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	5,45	6,77	6,66	6,70	6,22
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	24 %	22 %	23 %	14 %
Exploitation, extraction et valorisation des sables bitumineux					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	2,5	6,3	5,9	6,7	7,2
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	155 %	143 %	173 %	193 %
Production (PJ)	787	2 289	2 289	2 619	2 781
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	191 %	191 %	233 %	253 %
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	3,11	2,73	2,60	2,55	2,58
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	-12 %	-17 %	-18 %	-17 %
Production et transformation du gaz naturel					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	14,2	23,9	24,4	24,8	24,4
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	69 %	72 %	75 %	72 %
Production (PJ)	4 184	7 118	7 183	7 210	7 030
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	70 %	72 %	72 %	68 %
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	3,39	3,36	3,40	3,44	3,47
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	-0,8 %	0,3 %	1,6 %	2,5 %
Transport du pétrole et du gaz naturel					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	4,3	5,7	5,7	5,7	5,7
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	32 %	32 %	33 %	33 %
Longueur des pipelines (km)	64 222	83 569	83 195	83 814	83 814
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	30 %	30 %	31 %	31 %
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /km)	0,067	0,068	0,068	0,068	0,068
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	1,8 %	1,7 %	1,9 %	1,9 %
PRODUCTION EN AVANT					

	1990	2004	2005	2006	2007
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂) (Total)	3,6	4,9	4,8	4,8	4,8
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>36 %</i>	<i>34 %</i>	<i>34 %</i>	<i>34 %</i>
Production (PJ)	4052	5 045	4 936	4 904	5 014
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>24 %</i>	<i>22 %</i>	<i>21 %</i>	<i>24 %</i>
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	0,89	0,97	0,98	0,98	0,96
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>9,3 %</i>	<i>10,2 %</i>	<i>10, %</i>	<i>8,0 %</i>
Raffinage du pétrole					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	0,9	1,4	1,3	1,3	1,2
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>64 %</i>	<i>52 %</i>	<i>47 %</i>	<i>46 %</i>
Production (PJ)	4 052	5 045	4 936	4 904	5 014
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>24 %</i>	<i>22 %</i>	<i>21 %</i>	<i>24 %</i>
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /PJ)	0,21	0,28	0,26	0,26	0,25
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>32 %</i>	<i>25 %</i>	<i>21 %</i>	<i>18 %</i>
Distribution du gaz naturel					
Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)	2,8	3,5	3,5	3,6	3,6
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>27 %</i>	<i>29 %</i>	<i>30 %</i>	<i>30 %</i>
Longueur des pipelines (km)	168 813	224 223	226 515	228 778	228 778
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>33 %</i>	<i>34 %</i>	<i>36 %</i>	<i>36 %</i>
Intensité (kt d'éq. CO ₂ /km)	0,016	0,016	0,016	0,016	0,016
<i>Changements intervenus depuis 1990 (%)</i>	<i>s.o.</i>	<i>-4,1 %</i>	<i>-4,1 %</i>	<i>-4,1 %</i>	<i>-4,1 %</i>

Note : s.o. = sans objet.

2.3.2 Secteur des procédés industriels (émissions de GES en 2007 : 51,4 Mt)

Le secteur des procédés industriels comprend les émissions de GES dérivées directement des procédés, notamment la production de minéraux, l'industrie chimique, la production de métaux, la production et la consommation d'halocarbures et de SF₆ et la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés. Les émissions de GES du secteur des procédés industriels représentent 51,4 Mt dans l'inventaire national des GES de 2007, contre 54,8 Mt en 1990. La Figure 2-3 illustre les changements survenus dans chacun des sous-secteurs au cours de la période 1990-2007, et le Tableau 2-8 ventile les émissions par catégorie pour certaines années.

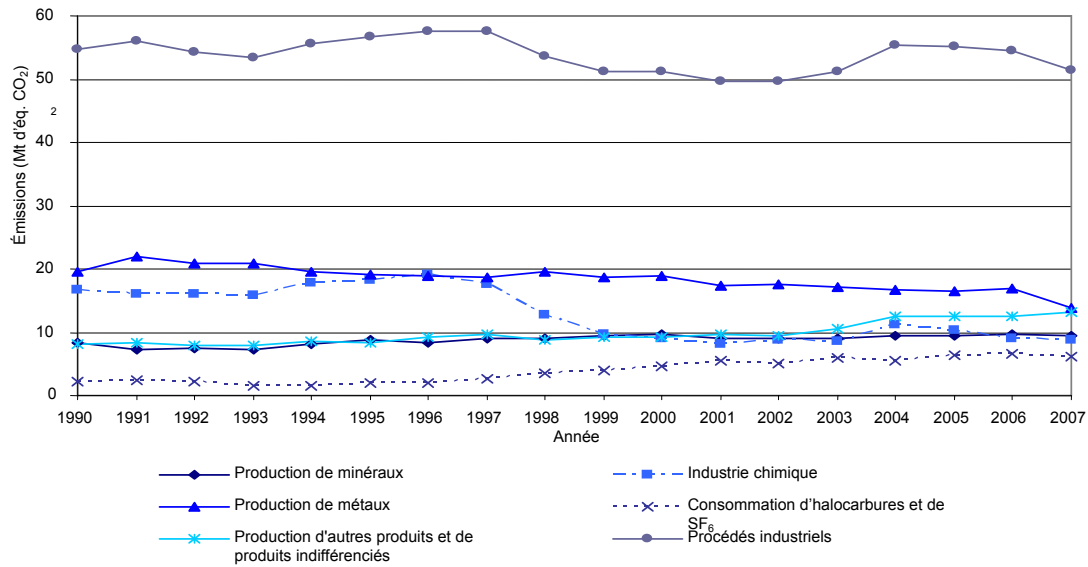


Figure 2-3: Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, 1990-2007

Tableau 2-8: Émissions de GES des procédés industriels, par catégorie, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	2004	2005	2006	2007
Procédés industriels (total)	54,8	55,4	55,1	54,6	51,4
Produits minéraux	8,3	9,5	9,5	9,6	9,4
Production de ciment	5,4	7,1	7,2	7,3	7,3
Production de chaux	1,8	1,8	1,7	1,6	1,6
Utilisation de calcaire et de dolomite	0,7	0,2	0,3	0,3	0,3
Utilisation de carbonate de sodium	0,2	0,1	0,2	0,2	0,2
Utilisation de magnésite	0,1	0,2	0,2	0,2	0,1
Industrie chimique	17,0	11,0	10,0	9,0	8,9
Production d'ammoniac	5,0	6,8	6,3	6,6	6,2
Production d'acide nitrique	1,0	1,2	1,3	1,2	1,1
Production d'acide adipique	10,7	3,1	2,6	1,2	1,5
Production de métaux	19,5	16,7	16,5	16,8	13,8
Sidérurgie	7,1	7,2	7,0	7,8	6,0
Production d'aluminium	9,3	7,3	8,2	7,7	7,3
Production de magnésium	2,9	2,0	1,1	1,2	0,3
Moulage de magnésium	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
Production et consommation d'hydrocarbures	0,7	4,7	5,2	5,0	4,9
Utilisation de SF ₆ dans les compagnies d'électricité et les semiconducteurs	1,5	0,8	1,2	1,5	1,2
Autres procédés industriels et procédés	8,0	12,5	12,4	12,6	13,1

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	2004	2005	2006	2007
indifférenciés					

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Entre 1990 et 2007, les émissions globales du secteur ont diminué d'environ 3,4 Mt (6,2 %). Ce changement peut s'expliquer par des réductions marquées des émissions dans la production d'acide adipique (N₂O), d'aluminium (PFC) et de magnésium (SF₆), dans l'utilisation de calcaire et de dolomite (CO₂) et dans la sidérurgie (CO₂), qui ont été partiellement annulées par la croissance des émissions dans les catégories de la consommation de HFC, des autres procédés et procédés indifférenciés (CO₂)²⁶, et de la production d'aluminium (CO₂), de ciment (CO₂) et d'ammoniac (CO₂).

Entre 1990 et 2007, une diminution marquée des émissions de 86 % (9,2 Mt d'éq. CO₂) a été constatée dans la catégorie de la production d'acide adipique. Cela vient de l'installation, en 1997, d'un système antipollution dans la seule usine de fabrication d'acide adipique du Canada. Selon le gestionnaire de l'environnement de l'installation, depuis que le système antipollution a été installé, la quantité d'émissions varie en grande partie en fonction de l'efficacité du système et de la capacité du site à maximiser le temps de disponibilité du système (S. Lauridsen 2007)²⁷. L'industrie de la production d'aluminium est aussi parvenue à abaisser ses émissions de PFC de 67 % (4,4 Mt d'éq. CO₂), tout en augmentant sa production de 97 % (1,5 Mt). La réduction de PFC a été atteinte en intégrant des capteurs informatisés et des alimentateurs d'aluminium automatisés, ce qui a aidé à réduire l'effet anode. La catégorie de la production de magnésium est aussi parvenue à une baisse marquée des émissions par le remplacement progressif du SF₆ par d'autres produits, comme le gaz de couverture, et en raison de la fermeture d'une importante usine au cours du premier trimestre de 2007. La réduction des émissions de la catégorie de l'utilisation de calcaire et de dolomite (-58,7 %, ou -0,4 Mt, par rapport au niveau de 1990) résulte de la tendance à la baisse de l'utilisation de ces minéraux dans divers secteurs de l'industrie, comme la sidérurgie, la fonte de métaux non-ferreux et les pâtes et papiers. La baisse de l'utilisation de ces minéraux était due en partie à l'augmentation de l'achat de chaux directement des producteurs, par l'industrie des pâtes et papiers. La catégorie de la sidérurgie comprend les émissions attribuables à la production de gueuse de fonte et la production de fer. Le procédé de la production de gueuse de fonte est la source dominante, qui a contribué à 90 % des émissions de cette catégorie. Entre 1990 et 2007, les émissions de la production de gueuse de fonte ont diminué de 17 % malgré une augmentation de 17 % de la production de fer. Il est à noter, cependant, qu'une partie de la gueuse de fonte est produite au Canada à partir du procédé de réduction directe du fer (FRD), qui utilise du gaz naturel comme agent réducteur. Les combustibles autres que le coke, comme le charbon, le mazout lourd et le gaz naturel, sont également utilisés dans le procédé classique de production de gueuse de fonte. Les émissions de CO₂ provenant de combustibles autres que le coke sont actuellement incluses dans le secteur de l'énergie et dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés. La diminution visible de l'intensité des émissions attribuables à la production de fer au Canada, tout en indiquant les améliorations des procédés de production, révèle une augmentation de

²⁶ Les autres procédés et procédés indifférenciés forment une catégorie d'émissions principalement composée de la production pétrochimique, qui utilise les hydrocarbures comme matière première. On inclut aussi les émissions de CO₂ attribuables aux combustibles (autre que le coke) utilisés comme agents réducteurs dans le secteur de la sidérurgie et la fonte des métaux de base.

²⁷ Lauridsen, S. 2007. Communication personnelle (courriel daté du 30 octobre 2008). Invista Canada.

l'utilisation de combustibles de remplacement (p. ex., produits de remplacement du coke) comme agents réducteurs.

Bien que les émissions aient diminué pour certaines catégories de métaux, de produits chimiques et de minéraux, d'autres catégories ont affiché une tendance à la hausse des émissions entre 1990 et 2007. Par exemple, il y a eu une augmentation des émissions de 875 % (4,4 Mt d'éq. CO₂) pour la consommation de HFC depuis 1995. Cette situation pourrait s'expliquer par le fait qu'avec l'entrée en vigueur du Protocole de Montréal en 1996, un plus grand nombre de substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) ont été remplacées par des HFC pour la réfrigération et la climatisation. Il faut signaler que, même si dans le Tableau 2-8 on donne une valeur de production et de consommation de HFC pour 1990, cette valeur ne représente que les émissions de HFC-23 dues à la production de HCFC-22, puisque les émissions dues à la consommation d'hydrocarbures halogénés étaient considérées négligeables en 1990. Dans le Tableau 2-1, les valeurs pour 2004, 2005, 2006 et 2007 tiennent compte des émissions dues à la consommation d'hydrocarbures halogénés (PFC et HFC) seulement, puisque la dernière installation de production de HCFC-23 a fermé ses portes en 1993. La catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés a connu une croissance de ses émissions de CO₂ de 63 % (5,1 Mt d'éq. CO₂) depuis 1990. Le secteur canadien de la fabrication des produits chimiques connaît une augmentation depuis 1990 à cause de la demande croissante de produits chimiques et pétrochimiques, et de l'avantage compétitif du pays en tant que fournisseur d'énergie. L'utilisation non énergétique (c.-à-d. comme matière première) des combustibles dans l'industrie pétrochimique a considérablement augmenté avec le temps. Par exemple, l'utilisation de butane à des fins non énergétiques a augmenté de 270 % et celle d'éthane, de 137 % depuis 1990, ce qui reflète des augmentations de la production de gaz naturel au Canada et de l'extraction de liquides du gaz naturel (LGN) pour des utilisations en pétrochimie. On note également une augmentation de 26 % du volume de matières pétrochimiques de base des raffineries canadiennes destinées à une utilisation dans les usines de produits chimiques. Comme il a été mentionné plus haut, il y a eu une tendance accrue de l'utilisation de coke comme agent réducteur dans le secteur de la sidérurgie, ce qui a contribué à la hausse des émissions de CO₂ dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés. L'augmentation de 97 % (1,5 Mt) de la production d'aluminium signalée précédemment a donné lieu à une hausse des émissions de CO₂ (88 %, ou 2,4 Mt d'éq. CO₂), puisque la réduction de l'alumine en utilisant des anodes en carbone, une réaction essentielle dans le cours de la production d'aluminium, dégage du CO₂. Pour la production de ciment, la hausse des émissions de 33 % (1,8 Mt d'éq. CO₂) faisait suite à l'accroissement de la production de clinker (35 %, ou 3,6 Mt) qui résultait d'une augmentation de la demande, sur les marchés intérieurs et internationaux, de ciment et de clinker. Les exportations canadiennes de ciment Portland et de clinker étaient principalement destinées au marché des États-Unis. Étant donné qu'au cours des années les activités d'importations de clinker sont demeurées minimales, la plus grande partie du clinker utilisé pour la fabrication de ciment destiné au marché canadien était produit au pays, d'où les émissions de CO₂. Entre 1990 et 2007, les exportations de ciment Portland ont augmenté de 14 %. Pendant la même période, il y a également eu une hausse de la demande intérieure de ciment due à la croissance de la construction partout au Canada (Statistique Canada, 2008). Pour ce qui est de la production d'ammoniac, les émissions ont augmenté de 25 % (1,2 Mt d'éq. CO₂) par suite de la croissance globale (25 %) de la production d'ammoniac utilisant la méthode de reformage du méthane à la vapeur. Cette situation est due à l'accroissement général des activités agricoles et, donc, de la demande d'engrais, au cours de la même période.

Entre 2006 et 2007, les émissions totales du secteur des procédés industriels ont diminué de 5,8 % (3,2 MT d'éq. CO₂). Cette diminution globale est principalement attribuable aux réductions des émissions dans l'industrie sidérurgique associées à la consommation du coke de pétrole (-22 %,

ou -1,7 Mt d'éq. CO₂), à la production de magnésium (-73 %, ou -0,88 Mt d'éq. CO₂), à la production d'aluminium (PFC) (-15 %, ou -0,39 Mt d'éq. CO₂) et à la production d'ammoniac (-5,1 %, ou -0,34 Mt d'éq. CO₂). Toutefois, cette baisse a été neutralisée par une augmentation des émissions de la production d'acide adipique (+23,4 %, ou 0,28 Mt d'éq. CO₂) et celles de la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés (3,8 %, ou 0,48 Mt d'éq. CO₂). La fermeture d'une importante usine de magnésium au cours du premier trimestre de 2007 explique la diminution des émissions dans cette catégorie entre 2006 et 2007. Au cours de la même période, l'industrie de l'aluminium a continué sa réduction à long terme des émissions de PFC. Les données fournies montrent que l'industrie a continué à hausser sa production dans des usines plus modernes (p. ex., celles utilisant la pré cuisson) plutôt que dans ses usines plus anciennes (celles utilisant la technologie Soderberg). La chute de la production d'ammoniac (à l'aide de la méthode de reformage du méthane) a entraîné la réduction des émissions de cette catégorie. Enfin, la hausse des émissions attribuables à la production d'acide adipique entre 2006 et 2007 est due à la défektivité du système antipollution et, dans une moindre mesure, à la croissance de la production en 2007 (S. Lauridsen, 2008)²⁸. La catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés a connu en 2007 une faible hausse de ces émissions, de l'ordre de 3,8 %, principalement attribuable à l'augmentation de la consommation de combustibles liquides au cours de cette année.

2.3.3 Secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits (émissions de GES en 2007 : 0,32 Mt)

Le secteur de l'utilisation de solvants et d'autres produits est responsable des émissions dues à l'utilisation de N₂O comme anesthésique en médecine et comme agent propulseur dans les aérosols. Ce secteur a contribué à 319 kt d'éq. CO₂ de l'inventaire national des GES de 2007, contre 175 kt d'éq. CO₂ en 1990. Les tendances des émissions, que ce soit à long terme (entre 1990 et 2007) ou à court terme (entre 2006 et 2007), ont été régies par la demande intérieure de N₂O comme anesthésique ou comme gaz propulseur. Les exportations de N₂O ont également augmenté entre 1990 et 2006.

2.3.4 Secteur de l'agriculture (émissions de GES en 2007 : 60 Mt)

Le secteur agricole canadien compte environ 250 000 fermes, dont 98 % sont des exploitations familiales. Ses émissions se sont chiffrées à 60 Mt, ou 8 % du total des émissions de GES du Canada en 2007, soit une hausse de 11 Mt depuis 1990. Toutes ces émissions proviennent de sources non énergétiques, le N₂O représentant 57 % des émissions du secteur et le CH₄ environ 43 %.

Les procédés et les activités à l'origine des émissions de GES dans le secteur agricole sont la fermentation entérique des animaux domestiques, la gestion des fumiers, l'épandage d'engrais et les pratiques culturales (voir la Figure 2-4).

²⁸ Lauridsen, S. 2007. Communication personnelle (courriel daté du 15 octobre 2008). Invista Canada.

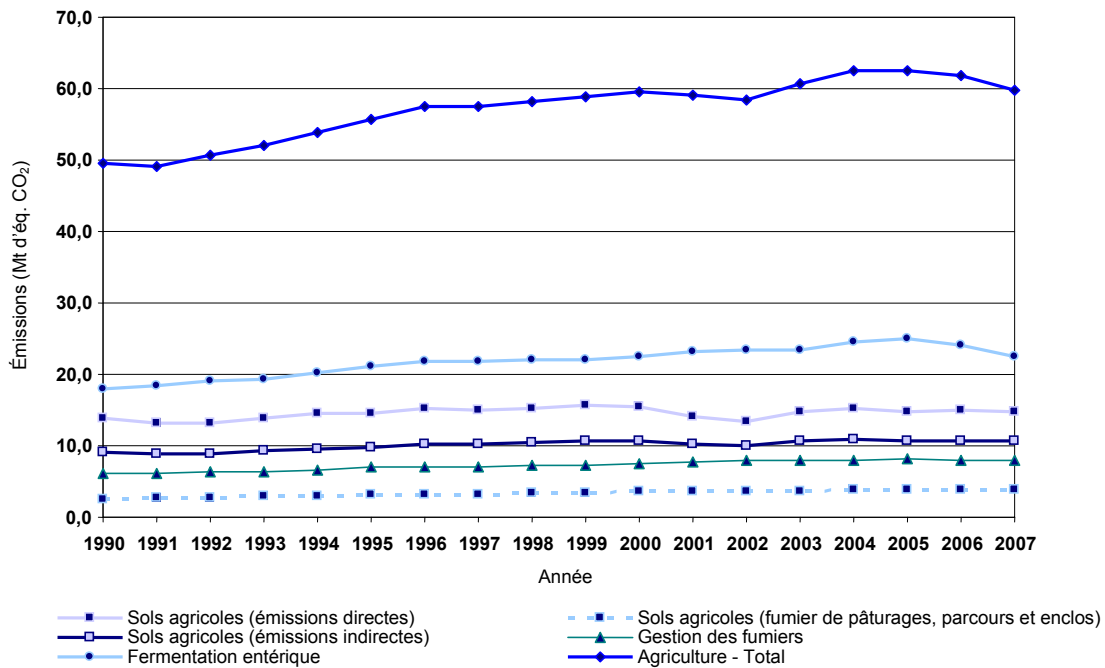


Figure 2-4: Émissions de GES dues à l'agriculture, 1990-2007

Les émissions provenant du bétail comprennent les émissions dues à la fermentation entérique attribuable aux animaux domestiques (c.-à-d. les bovins laitiers et de boucherie, les porcs, les moutons, les chèvres et les chevaux) et les émissions résultant de la gestion des fumiers. Ces émissions ont représenté 51 % du total des émissions de GES du secteur agricole en 2007.

Les émissions venant des sols agricoles se composent des émissions directes de N₂O des engrais azotés synthétiques, du fumier animal épandu sur les terres cultivées, de la décomposition des débris végétaux, de la réduction de la jachère d'été, des méthodes de labour, de l'irrigation et du travail des sols organiques; les émissions indirectes de N₂O proviennent de la volatilisation et du lessivage des engrais, des fumiers et de l'azote contenu dans les débris végétaux, ainsi que des émissions de N₂O produites par le fumier sur les pâturages et les grands parcours et dans les enclos. Ces sources ont représenté environ 49 % du total des émissions de GES du secteur agricole en 2007.

Entre 1990 et 2007, les émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique ont augmenté d'environ 34 %, celles résultant des systèmes de gestion des fumiers de 32 %, et les émissions de N₂O des sols d'environ 14 %. Ces hausses résultent essentiellement de l'expansion des populations de bovins de boucherie et de porcs, de même que de l'augmentation de la consommation d'engrais azotés synthétiques.

Entre 2004 et 2007, il y a eu une diminution de 2 Mt d'éq. CO₂ des émissions du secteur agricole attribuée à la baisse des populations de bovins de boucherie et, par conséquent, des émissions dues à la gestion des fumiers et à la fermentation entérique.

2.3.5 Secteur affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie (émissions nettes de GES en 2007 : 45 Mt, ne figurent pas dans les totaux nationaux)

Le secteur ATCATF déclare les flux de GES entre l'atmosphère et les terres aménagées du Canada, de même que les flux relatifs aux changements d'affectation des terres.

Les flux nets du secteur ATCATF, calculés comme la somme des émissions et des absorptions de CO₂ et des émissions de gaz autres que CO₂, montrent une forte variabilité interannuelle au cours de la période visée par le rapport. En 2007, les flux nets ont correspondu à des émissions de 45 Mt (voir la Figure 2-5).

Toutes les émissions et absorptions du secteur ATCATF sont exclues des totaux nationaux. En 2007, si l'on englobait les émissions estimées à 45 Mt, on augmenterait de 6 % le total des émissions canadiennes de GES.

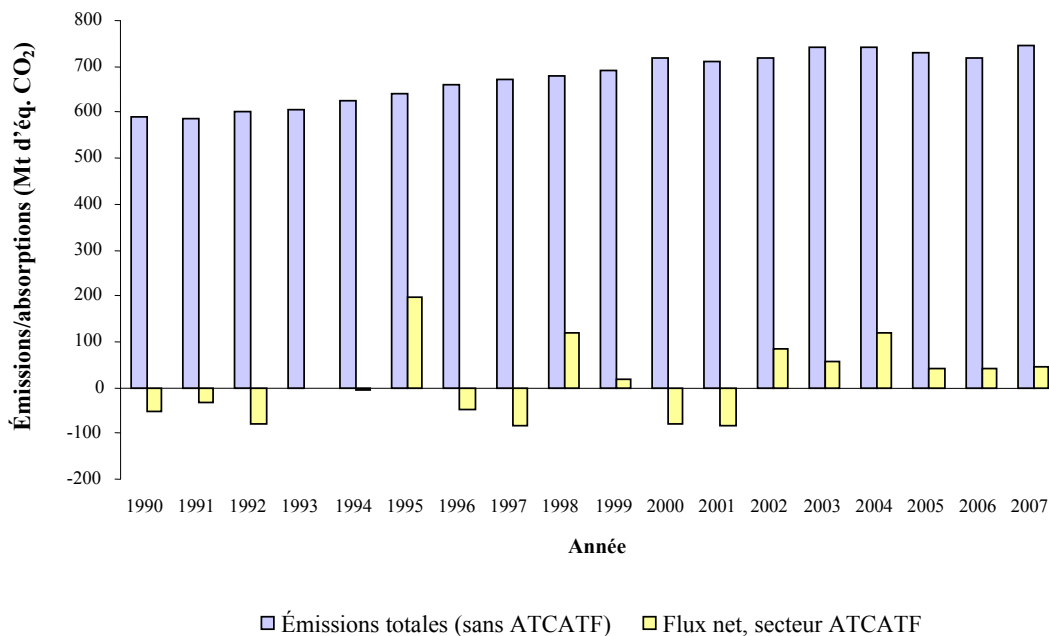


Figure 2-5: Émissions de GES du secteur ATCATF par rapport aux émissions canadiennes totales, 1990-2007

Les émissions de GES par les sources et les absorptions par les puits sont estimées et déclarées pour quatre catégories de terres aménagées : terres forestières, terres cultivées, terres humides et zones de peuplement.

La catégorie des terres forestières inclut les émissions et absorptions dues aux forêts aménagées du Canada. De toutes les catégories, ce sont les forêts aménagées qui présentent la plus forte variabilité interannuelle; elles ont donc une influence dominante sur le bilan net et les tendances des GES du secteur. Les flux nets de GES reflètent l'écart entre les absorptions de carbone résultant de la croissance des arbres et les émissions attribuables à des perturbations anthropiques

et naturelles, en particulier les activités d'aménagement forestier, les incendies de forêt et les infestations d'insectes. La forte variabilité des flux nets résultant des forêts aménagées est due à l'impact immédiat des incendies de forêt, qui à eux seuls ont représenté entre 11 et 291 Mt des émissions annuelles pendant la période 1990 à 2007 (voir la Figure 2-6). Il faut donc faire preuve de prudence pour interpréter les tendances à court et à long terme, étant donné que le secteur dans son ensemble continue de subir l'importante variabilité interannuelle qui résulte des fortes fluctuations de la gravité de la saison des feux, avec un effet aléatoire supplémentaire dû à l'emplacement des feux dans les forêts aménagées (par opposition aux forêts non aménagées). Les flux de carbone les plus importants à destination et en provenance des forêts aménagées sont l'absorption de carbone par les arbres en croissance et son rejet attribuable à la décomposition de la matière organique (respectivement 2 907 et 2 085 Mt de CO₂ en 2007). Au cours des 10 dernières années, les activités de gestion des forêts, soit l'exploitation des forêts, ont entraîné des émissions annuelles moyennes de 184 Mt, une augmentation de 21 % par rapport au niveau de 1990; il faut signaler que l'actuelle approche par défaut ne tient pas en compte du stockage de carbone à long terme dans des produits du bois.

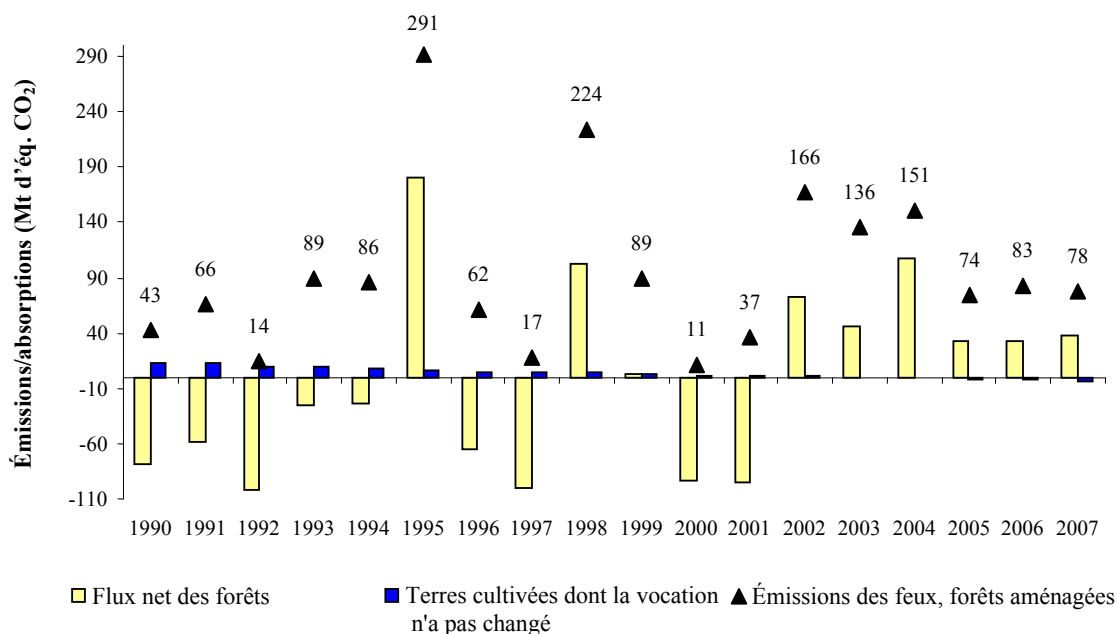


Figure 2-6: Une partie des émissions et absorptions de GES du secteur ATCATF, 1990-2007

La sous-catégorie des terres cultivées englobe l'effet des pratiques agricoles sur les émissions et les absorptions de CO₂ par les sols arables, ainsi que les impacts à court et à moyen termes de la conversion de forêts et de prairies en terres cultivées. En 2007, le bilan net des GES de la catégorie des terres cultivées a correspondu à des émissions de 3,4 Mt. L'adoption continue de pratiques agricoles sans travail du sol ou avec travail du sol réduit, et la diminution de la jachère d'été se sont traduites par une tendance stable à la hausse des absorptions dans les sols cultivés qui ont largement compensé, en 2007, les émissions dues à la conversion de terres à des fins agricoles.

Les émissions de CO₂ provenant des tourbières aménagées pour l'extraction de tourbe et des terres inondées sont déclarées dans la catégorie des terres humides. Les émissions des tourbières aménagées ont augmenté de 40 % depuis 1990, s'élevant presque à 1,2 Mt, en 2007. La conversion de terres en terres inondées (réservoirs) a entraîné des émissions de 4 Mt en 1990, et de 1,5 Mt en 2007. À noter que les réservoirs submergés depuis plus de 10 ans ne sont pas comptabilisés (GIEC, 2003).

Les estimations déclarées dans la sous-catégorie des zones de peuplement (8 Mt en 2007) représentent principalement l'effet de la conversion des terres forestières et d'autres terres recouvertes de végétation en zones bâties, y compris à des fins d'urbanisation et de loisirs, d'infrastructures de transport et d'extraction de ressources naturelles. La contribution des forêts urbaines est très faible.

Les terres boisées converties en terres cultivées, en terres humides et en zones de peuplement ont généré des émissions d'environ 20 Mt en 2007, contre 27 Mt en 1990. Cette réduction est due à des baisses de 5 Mt des émissions venant des forêts converties en terres cultivées, et de presque 2 Mt, pour celles venant des forêts converties en zones de peuplement. On trouvera des renseignements complémentaires au chapitre 7 et à la section A 3.4 de ce rapport.

2.3.6 Secteur des déchets (émissions de GES en 2007 : 21 Mt)

De 1990 à 2007, les émissions de GES du secteur des déchets ont augmenté de 13 %, soit un peu moins que la croissance démographique de 19 %, alors qu'au cours de la même période, le total des émissions nationales de GES a augmenté de 26 % (voir la Figure 2-7). En 2007, ces émissions ont représenté 2,9 % du total des émissions nationales de GES, contre 3,2 % en 1990. Sur les émissions totales de 21 Mt de ce secteur en 2007, l'élimination dans les sites d'enfouissement des déchets solides municipaux et des déchets ligneux a représenté 20 Mt. Les émissions de CH₄ résultant de la décomposition de la biomasse dans les déchets solides municipaux ont représenté 82 % des émissions de ce secteur. Les émissions dues au traitement des eaux usées municipales et de l'incinération des déchets (exclusion faite des émissions résultant de l'incinération de la biomasse) ont respectivement représenté 0,93 Mt et 0,25 Mt du total de ce secteur (voir le Tableau 2-9). La Figure 2-7 présente les tendances des émissions de chacun des trois sous-secteurs par rapport au total des émissions du secteur des déchets entre 1990 et 2007. Les tableaux de l'annexe 8 résument ces données à l'échelle nationale en équivalents CO₂ et par catégorie (c.-à-d. pour chaque gaz et chaque source).

Tableau 2-9: Émissions de GES du secteur des déchets, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)				
	1990	2004	2005	2006	2007
Total du secteur des déchets	19	21	21	22	21
Enfouissement des déchets					
a. solides	18	20	20	20	20
b. Traitement des déchets	0,74	0,90	0,90	0,91	0,93
c. Incinération des déchets	0,40	0,23	0,24	0,24	0,25

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Les émissions de CH₄ provenant des sites d'enfouissement des déchets solides municipaux ont augmenté de 16 % entre 1990 et 2007, en dépit d'une augmentation du piégeage des gaz

d'enfouissement et de la combustion de 71 % au cours de la même période. Environ 330 kt de CH₄ (ou 6 930 kt d'éq. CO₂) ont été piégées par les 65 systèmes de collecte des gaz d'enfouissement en service au Canada (Environnement Canada, 2009)²⁹. Sur le total de CH₄ recueilli en 2007, 50 % (165 kt) a été utilisé à diverses fins énergétiques et le reste a été brûlé par torchage. Selon les renseignements disponibles en 2007, sur ces 65 sites : 14 sites utilisaient le CH₄ capté, 36 sites le brûlaient par torchage et 15 sites faisaient les deux.

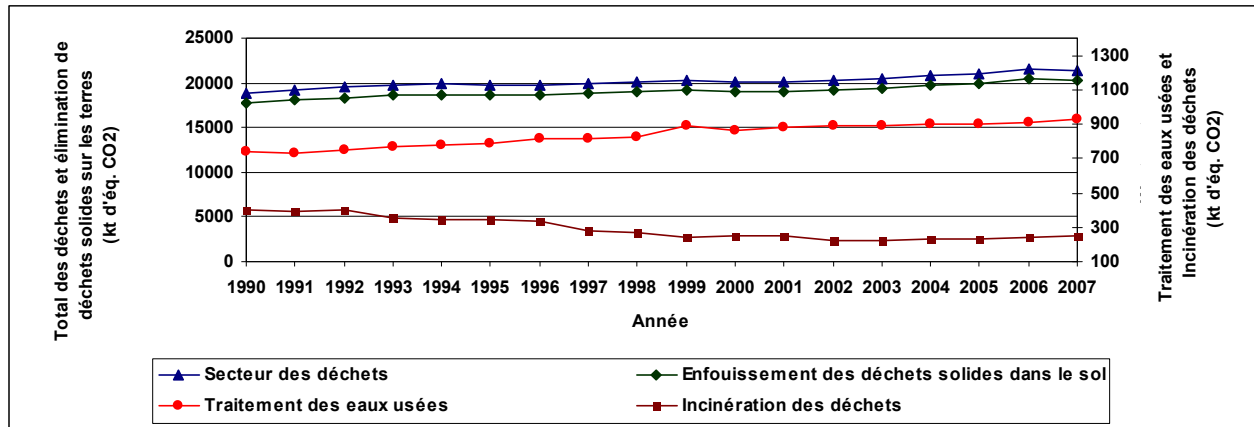


Figure 2-7: Émissions de GES du secteur des déchets, 1990-2007

On a estimé les émissions de GES des sites d'enfouissement pour deux types de déchets solides : les déchets solides municipaux et les déchets ligneux, qui produisent tous deux du CH₄ par décomposition anaérobie³⁰. Le taux de production de CH₄ à un site d'enfouissement est fonction de plusieurs facteurs, notamment de la masse et de la composition de la biomasse enfouie, de la température du site d'enfouissement et du taux d'humidité qui pénètre dans le site à cause des précipitations.

Les programmes de captage du CH₄ et de détournement des déchets des décharges d'enfouissement ont grandement contribué à faire baisser les émissions durant cette période. La quantité de CH₄ capté dans les sites d'enfouissement de déchets solides municipaux pour être éliminée par torchage ou par brûlage pour récupérer l'énergie a représenté 28 % du total des émissions en 2007 comparativement à 21 % en 1990. Les émissions par personne du secteur des déchets ont diminué de 4,6 % entre 1990 et 2007, ce qui s'explique avant tout par l'augmentation

²⁹ Au 31 décembre 2008, trois installations de collecte des gaz d'enfouissement n'avaient pas fourni de données sur ces gaz aux fins de l'inventaire de 2007. Pour les besoins du RIN 1990-2007, elles ont donc été incluses dans le total des installations actives recueillant des gaz d'enfouissement. Puisque deux de ces installations avaient déjà fourni des données sur les gaz d'enfouissement pour l'inventaire de 2005, on a présumé que les quantités de gaz recueillies étaient constantes pour les années 2005, 2006 et 2007. La troisième est une nouvelle installation dotée d'un système de collecte des gaz d'enfouissement, mais aucun renseignement quant à la quantité de gaz d'enfouissement recueillie n'était disponible.

³⁰ Quand les déchets se composent de biomasse, le CO₂ produit par le brûlage ou la décomposition aérobie n'est pas pris en compte dans le secteur des déchets. En effet, dans le cas de la biomasse agricole, on présume qu'il s'agit d'un cycle durable (le carbone du CO₂ sera séquestré quand la biomasse se régénérera dans la reproduction des cultures). Dans le cas de la biomasse de produits forestiers, les émissions de CO₂ sont prises en compte dans le secteur ATCATF (récolte forestière). Cependant, les déchets qui subissent une décomposition anaérobie produisent du CH₄, qui n'est pas utilisé dans la photosynthèse et ne séquestre donc pas de carbone dans la régénération de la biomasse; on n'en tient donc pas compte dans les estimations de la récolte forestière. La production et les rejets de CH₄ non brûlé parmi les déchets sont donc comptabilisés dans les inventaires des GES.

des quantités de CH₄ capté dans les sites d'enfouissement (voir la Figure 2-8). La quantité de CH₄ piégé a augmenté de 71 % entre 1990 et 2007, et celle des déchets détournés en pourcentage des déchets produits a varié entre 21 % et 25 % au cours de la période allant de 1998 à 2006 (Statistique Canada, 2000, 2003, 2004, 2007, 2008). Bien que la quantité de déchets envoyée à des sites d'enfouissements de DSM ait augmenté de 28 % entre 1990 et 2007, la quantité enfouie par personne n'a augmenté que de 7,9 %. Les quantités de déchets exportés du Canada aux États-Unis en 1998 et en 2006 ont été respectivement de 560 kt et de 3 660 kt, ce qui représente une augmentation de 553 % du volume de déchets exportés. Cependant, les émissions des sites d'enfouissement de DSM devraient augmenter dans les années à venir à cause des restrictions imposées à l'exportation de déchets solides de l'Ontario. Un accord a été signé entre l'État du Michigan et la province de l'Ontario dans le but de réduire de 20 % les déchets exportés qui sont gérés à l'échelle municipale d'ici la fin de 2007, de 40 % d'ici la fin de 2008 et de 100 % d'ici la fin de 2010 (ministère de l'Environnement de l'Ontario, 2006). Cet accord est fondé sur la quantité, estimée d'après des données de 2005, de 1,34 million de tonnes de déchets exportés qui sont gérés à l'échelle municipale³¹. Les déchets gérés par les municipalités n'incluent pas les déchets institutionnels, commerciaux ou industriels.

De 1990 à 2007, la tendance à la croissance de la population (19 %) dépassait celle des émissions (13 %). La baisse de la croissance des émissions par personne observée au milieu des années 1990, illustrée à la Figure 2-8, est directement attribuable au captage du CH₄ dans les sites d'enfouissement et aux programmes de détournement des déchets. Toutefois, entre 1997 et 1999, on a observé une diminution des quantités de gaz d'enfouissement capté, suivie d'une augmentation. Ces fluctuations ont eu une influence inversement proportionnelle sur les émissions par personne, ce que montre clairement la Figure 2-8. Entre 2006 et 2007, la baisse des émissions dans le secteur de l'élimination des déchets solides sur les terres serait davantage attribuable à la méthode d'extrapolation qu'à un véritable reflet de la situation. Un calcul plus précis sera effectué pour 2007 dans le prochain rapport d'inventaire, lorsque les résultats de la prochaine collecte de données biennales sur la quantité de déchets DSM enfouis seront disponibles pour l'année de déclaration 2008.

En ce qui concerne les tendances des émissions par personne, les émissions de GES résultant du traitement des eaux usées sont demeurées relativement constantes, alors que celles attribuables à l'incinération des déchets ont montré une baisse importante au cours de la série chronologique 1990-2007 (voir la Figure 2-8). Les émissions totales par personne attribuables à l'incinération des déchets ont diminué de 49 % au cours de cette période, la plus forte baisse étant celle des émissions dues à l'incinération des déchets entre 1992 et 1997, essentiellement à cause de la fermeture d'incinérateurs vétustes.

³¹ Communication personnelle entre M. Jim Hiraish, du ministère de l'Environnement de l'Ontario et M. Craig Palmer, d'Environnement Canada. 30 novembre 2007.

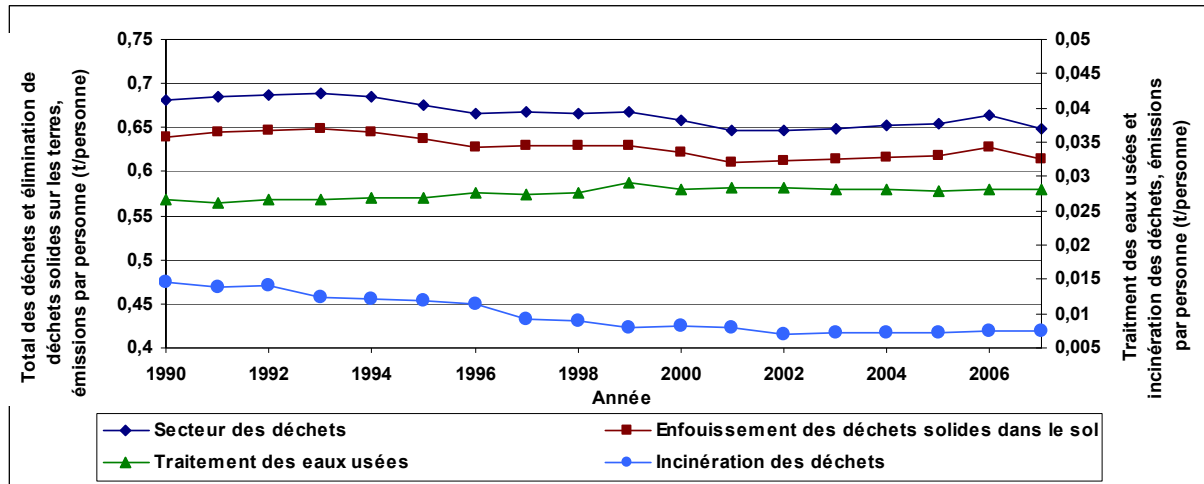


Figure 2-8: Tendances des émissions de GES par personne dans le secteur des déchets, 1990-2007

2.4 Tendances des émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols

Au cours de la période 1990-2007, les émissions des précurseurs de l'ozone et des aérosols ont chuté. Les émissions d'oxydes de soufre (SO_x) ont diminué de 40 %; celles de composés organiques volatils non méthaniques (COVNM), de 20 %; celles d'oxydes d'azote (NO_x), de 6 %, et celles de monoxyde de carbone, de 40 % (voir les tableaux de données à l'annexe 14).

3 Énergie (secteur 1 du CUPR)

3.1 Aperçu

Dans l'ensemble, le secteur de l'énergie a été responsable d'environ 82 % (ou 614 Mt d'éq. CO₂) des émissions totales de GES du Canada en 2007 (tableau 3-1). Le secteur de l'énergie représente toutes les émissions de GES (CO₂, CH₄ et N₂O) résultant de la combustion de combustibles attribuable à des sources fixes et aux transports ainsi que les émissions fugitives de l'industrie des combustibles fossiles. Les émissions fugitives associées à l'industrie des combustibles fossiles sont les rejets délibérés ou accidentels de GES qui peuvent résulter des activités de production, de transformation et d'entreposage des combustibles. Les émissions des activités de torchage de l'industrie du pétrole et du gaz sont déclarées dans la catégorie des émissions fugitives, étant donné que leur but n'est pas de produire de la chaleur ou de générer du travail mécanique (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Les émissions découlant de la combustion de combustibles de sources fixes englobent par exemple l'utilisation de combustibles fossiles par l'industrie productrice d'électricité, l'industrie du pétrole et du gaz, les industries manufacturières et de la construction et le secteur résidentiel et commercial. Seules les émissions de CH₄ et de N₂O qui résultent de la combustion de combustibles issus de la biomasse par l'industrie des pâtes et papiers et par le secteur résidentiel sont comptabilisées dans le secteur de l'énergie, alors que les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de biomasse sont déclarées comme poste pour mémoire dans les tableaux du cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR).

Les émissions de GES résultant de la combustion (et de l'évaporation) de combustibles dans le cadre de toutes les activités de transport, comme le transport ferroviaire, aérien et maritime (intérieur), routier, et autres (hors route et pipelines), sont comprises dans le sous-secteur des transports. L'utilisation des combustibles pour le transport (essence et diesel) par toute l'industrie minière, par l'industrie de l'extraction du pétrole et du gaz et par le secteur de l'agriculture et de la foresterie est aussi incluse dans la catégorie des autres transports. Les émissions des combustibles de soute internationaux (uniquement en ce qui concerne le transport aérien et maritime) sont également déclarées comme poste pour mémoire dans les tableaux du CUPR.

Tableau 3-1 : Émissions de GES par le secteur de l'énergie, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Secteur de l'énergie	469 000	581 000	614 000
Utilisations de combustibles et de carburants (1.A)	427 000	515 000	549 000
Industries énergétiques (1.A.1)	147 000	183 000	196 000
Industries manufacturières et construction (1.A.2)	63 100	65 100	72 500
Transports (1.A.3)	145 000	191 000	200 000
Autres secteurs (1.A.4)	71 600	75 100	81 000
Émissions fugitives découlant des combustibles (1.B)	42 700	65 800	64 800

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2 Combustion de combustibles (catégorie 1.A du CUPR)

La combustion de combustibles comprend toutes les émissions découlant de la combustion de combustibles fossiles. Parmi les principaux sous-secteurs, figurent les industries énergétiques, les industries manufacturières et de la construction, les transports et d'autres secteurs (ce qui comprend le secteur résidentiel et commercial). Les méthodes employées pour calculer les émissions découlant de la combustion de combustibles sont uniformes et sont présentées à l'annexe 2 : Méthodologie et des données employées pour estimer les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles; elles sont conformes à la méthode de niveau 2 du GIEC (révisée en 1996) qui précise les coefficients et paramètres d'émission propres à chaque pays.

En 2007, la combustion de combustibles fossiles a généré environ 549 Mt (soit 74 %) des émissions de GES du Canada (tableau 3-1). Les émissions globales de GES attribuables aux activités de combustion de combustibles ont augmenté de 29 % depuis 1990 et de 7 % depuis 2006. Entre 1990 et 2007, les émissions imputables à la combustion des industries énergétiques et du secteur des transports ont augmenté respectivement d'environ 34 % et 37 % (figure 3-1).

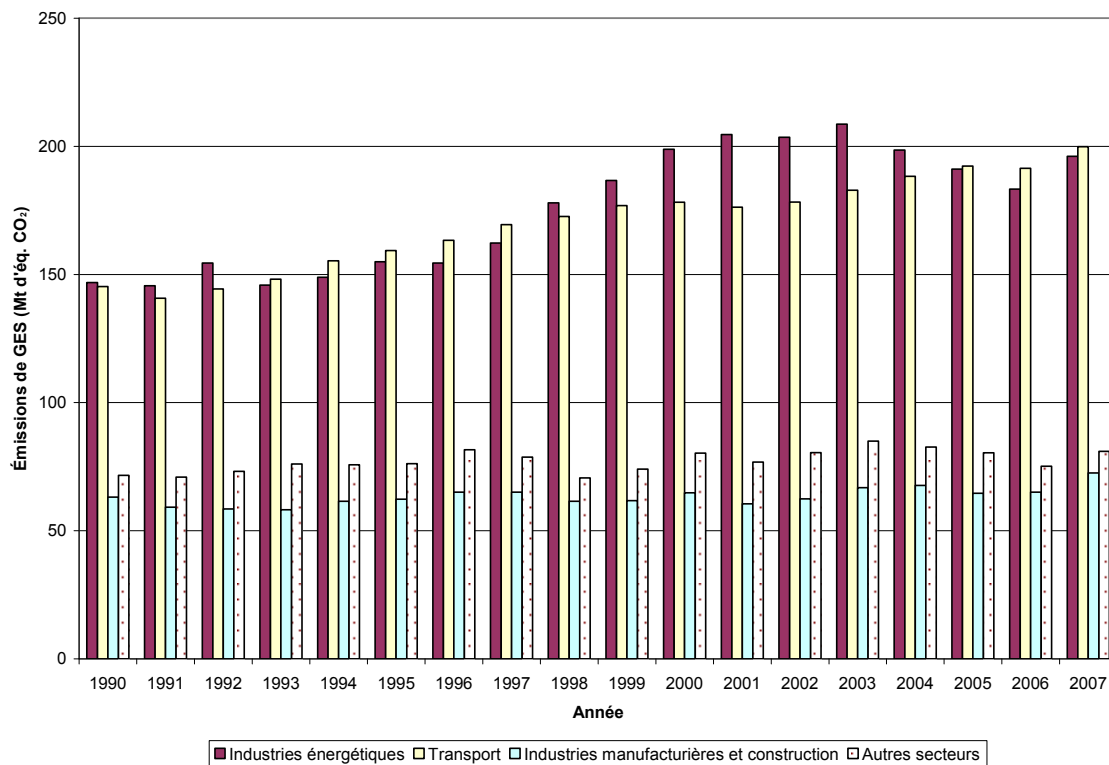


Figure 3-1 : Émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles, 1990 - 2007

3.2.1 Industries énergétiques (catégorie 1.A.1 du CUPR)

3.2.1.1 Description de la catégorie de source

Le sous-secteur des industries énergétiques est subdivisé en trois (3) catégories : Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, Raffinage du pétrole, Fabrication de

combustibles solides et autres industries énergétiques (essentiellement la production de pétrole brut, de charbon, de gaz naturel, de bitume et de pétrole brut synthétique).

En 2007, le sous-secteur des industries énergétiques a représenté 196 Mt (ou environ 26 %) des émissions totales de GES du Canada, une hausse de près de 34 % depuis 1990. Le secteur de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public représente 64 % (ou 126 Mt) des émissions de GES des industries énergétiques tandis que le raffinage du pétrole et la fabrication de combustibles solides et les autres industries énergétiques y ont contribué dans une proportion de 9,4 % (18 Mt) et de 26 % (52 Mt), respectivement (tableau 3-2). On trouvera d'autres analyses des tendances des émissions du sous-secteur des industries énergétiques dans le chapitre consacré aux tendances (chapitre 2).

Tableau 3-2 : Contribution des industries énergétiques à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Industries énergétiques - TOTAL (1.A.1)	147 000	183 000	196 000
Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	95 500	117 000	126 000
Production d'électricité-Secteur public	92 500	110 200	118 700
Production d'électricité-Industrie	2 200	5 400	5 800
Production de chaleur/vapeur	700	1 400	1 400
Raffinage du pétrole	16 000	16 000	18 000
Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	36 000	50 000	52 000

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

Le sous-secteur des industries énergétiques comprend toutes les émissions de sources fixes de la combustion de combustibles des secteurs de la production d'électricité et de la production, de la transformation et du raffinage des combustibles fossiles. Toutes les émissions associées à l'industrie des combustibles fossiles sont estimées, bien qu'une partie des émissions des mines de charbon et de l'extraction du pétrole et du gaz associées au raffinage du pétrole et à la fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques ait été allouée au poste des catégories Industries manufacturières et Construction-Mines et Transports-Autres sous-secteurs, faute de données sur la consommation de carburants à un niveau inférieur désagrégation. Les émissions dues à la combustion associées au transport de pétrole et de gaz naturel par pipeline entrent dans le poste Autres transports conformément aux lignes directrices du GIEC révisées en 1997 (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Même si elles sont en réalité associées aux industries énergétiques, les émissions attribuables aux activités d'évacuation et de torchage liées à la production, à la transformation et au raffinage des combustibles fossiles sont déclarées comme émissions fugitives (voir la section 3.3).

Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public (catégorie 1.A.1.a du CUPR)

La catégorie Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public couvre les émissions associées à la production d'électricité et de chaleur par la combustion de combustibles dans les centrales thermiques, tant dans le secteur public que dans le secteur privé. Les émissions estimées de GES de ce secteur incluent également les émissions issues de la production industrielle d'énergie, aucune donnée sur la consommation de carburants à des niveaux de désagrégation

appropriés n'étant disponible, il a été impossible subdiviser les valeurs globales et de répartir les émissions par secteurs industriels.

Le réseau de distribution d'électricité au Canada comprend la production d'électricité par combustion de même que l'hydroélectricité et les filières nucléaire et d'autres énergies renouvelables (éolienne, solaire et marémotrice). La quantité totale d'énergie d'origine éolienne, marémotrice et solaire est relativement faible comparée à celle des importantes installations hydroélectriques et nucléaires du Canada. Les centrales nucléaires, hydroélectriques, éoliennes, solaires et marémotrices ne sont pas des émetteurs directs de GES, de sorte que les estimations correspondent seulement aux émissions liées à la production d'électricité par combustion.

Deux systèmes sont utilisés pour produire de l'électricité à partir de la combustion thermique :

- la production de vapeur;
- les moteurs à combustion interne (turbines et moteurs alternatifs).

Les chaudières à turbine à vapeur sont alimentées au charbon, au coke du pétrole, au mazout lourd, au gaz naturel ou à la biomasse. Pour les turbines à vapeur, la chaleur initiale peut être produite avec du gaz naturel et des produits pétroliers raffinés (PPR) (mazout léger ou diesel). Les moteurs alternatifs peuvent consommer du gaz naturel et/ou une combinaison de PPR, tandis que les turbines à gaz sont aussi alimentées au gaz naturel ou aux PPR.

Les émissions de CH₄ et de N₂O provenant de la combustion du gaz d'enfouissement à des fins de production de chaleur, de vapeur et d'électricité sont comprises dans la catégorie, alors que les émissions de CO₂ ne sont pas comprises dans les totaux, mais sont déclarées séparément dans les tableaux du CUPR de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC) comme poste pour mémoire.

Raffinage du pétrole (catégorie 1.A.1.b du CUPR)

La catégorie Raffinage du pétrole couvre les émissions directes dues à la production de produits pétroliers à partir de matières premières brutes. Le brut conventionnel ou synthétique est transformé par distillation et par d'autres procédés en produits pétroliers, comme du mazout lourd, du mazout résidentiel, du carburant aviation, de l'essence et du carburant diesel. La chaleur qu'exigent ces procédés provient de la combustion de combustibles générés à l'interne (comme les gaz de combustion des raffineries) ou de combustibles achetés (comme le gaz naturel). Le CO₂ qui est un sous-produit de la production d'hydrogène dans le reformage à la vapeur du gaz naturel entre dans la catégorie des émissions fugitives (section 3.3).

La catégorie Raffinage du pétrole couvre aussi une petite partie des émissions de combustion produites lors de la valorisation du mazout lourd tiré des sables bitumineux et de l'extraction *in situ* en vue de la production de brut synthétique et/ou d'autres produits raffinés comme le carburant diesel destiné à la vente. En outre, étant donné le niveau d'agrégation des données sur la consommation de combustibles et l'hypothèse sur laquelle se fondent les rapports sur les émissions associées au secteur aval (raffinage du pétrole) et au secteur amont (production de combustibles solides, de pétrole et de gaz), une faible partie des émissions associées au raffinage du pétrole (comme le CH₄) est couverte par la catégorie Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (et réciproquement pour une partie des émissions associées à la valorisation du bitume dans le secteur des sables bitumineux). On trouvera à l'annexe 2 des détails complémentaires sur la méthode employée pour subdiviser les données sur les activités.

Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (catégorie 1.A.1.c du CUPR)

La catégorie Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques comprend les émissions associées à la production de pétrole brut et de gaz naturel, à l'exploitation des sables bitumineux, à l'extraction et à la valorisation du bitume et aux mines de charbon. Une partie des émissions associées aux mines de charbon et au volet exploitation et extraction du pétrole et du gaz de l'industrie des combustibles fossiles est couverte par la catégorie Industries manufacturières et Construction-Mines, tandis que les émissions associées au transport par pipeline et à l'utilisation des combustibles destinés au transport (essence et diesel) dans les mines de charbon et dans le secteur de l'extraction du pétrole et du gaz sont inscrites sous Autres transports, étant donné qu'il n'est pas possible de subdiviser davantage les données du bilan énergétique national tel que compilé par Statistique Canada.

Les installations de valorisation sont chargées de produire du pétrole brut synthétique à partir de la matière première constituée par le bitume issu du traitement des sables bitumineux, de l'extraction et des activités de récupération *in situ* (comme l'extraction thermique). Le brut synthétique (ou valorisé) a une composition en hydrocarbures semblable à celle du brut classique, qui peut être raffiné pour donner des produits pétroliers raffinés comme l'essence et le carburant diesel. Les installations de valorisation utilisent également des combustibles produits à l'interne comme les gaz de procédés et le gaz naturel, ce qui entraîne à la fois des émissions de combustion et des émissions fugitives.

3.2.1.2 Questions de méthodologie

Les émissions de toutes les catégories de sources sont calculées à l'aide de la méthode décrite à l'annexe 2 et reposent sur les statistiques sur la consommation de combustibles présentées dans le Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (BDEEC, Statistique Canada, n° 57-003) à l'exception de l'utilisation estimée des gaz d'enfouissement qui se retrouve dans la section sur les déchets. La méthode est conforme à la méthode de niveau 2 du GIEC en ce qui concerne les coefficients d'émission propres à chaque pays.

Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public (catégorie 1.A.1.a du CUPR)

Les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) stipulent que la catégorie de la production d'électricité et de chaleur dans le secteur public ne doit déclarer que les émissions produites par les services publics. Les émissions issues de la production industrielle d'électricité et de chaleur doivent être attribuées à la catégorie d'industrie qui produit l'énergie dans le secteur industriel approprié du secteur de l'énergie, que l'énergie soit produite pour être vendue ou pour être utilisée à l'interne. En effet, le Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat (GIEC) admet qu'il est difficile de séparer les émissions des centrales de cogénération (c.-à-d. de séparer l'élément électricité de l'élément chaleur de l'utilisation des combustibles). Les données de Statistique Canada sur l'utilisation des combustibles présentées dans le Bulletin établissent une distinction dans les données sur la production d'électricité industrielle, mais elles regroupent les données dans une seule catégorie intitulée Production d'électricité industrielle. De ce fait, l'inventaire des GES ne peut attribuer les émissions résultant de la production d'électricité industrielle à des catégories industrielles particulières; ces émissions sont cependant regroupées et déclarées sous la rubrique Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public.

Globalement, en 1990, les émissions associées à la production industrielle d'électricité représentaient 2,3 % des émissions de la catégorie Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public et ont monté à 4,6 % en 2007.

Raffinage du pétrole (catégorie 1.A.1.b du CUPR)

Pour cette catégorie, on calcule les émissions en prenant en compte toute l'utilisation de combustibles attribuable au secteur du raffinage du pétrole et en incluant tous les produits pétroliers (y compris les gaz de distillation, le coke de pétrole et le carburant diesel) déclarés comme consommation des producteurs et achats de gaz naturel comme combustibles par les raffineries. Dans le BDEEC, les données sur la combustion des combustibles comprennent les combustibles brûlés par torchage; toutefois, les émissions du torchage sont calculées et déclarées séparément dans la section des émissions fugitives. Les données sur l'utilisation de combustibles et les émissions du torchage sont soustraites afin d'éviter la double comptabilisation.

Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (catégorie 1.A.1.c du CUPR)

Pour cette catégorie, on calcule les émissions en prenant en compte toute l'utilisation de combustibles attribuable aux producteurs de combustibles fossiles (y compris le coke de pétrole, les gaz de distillation, le gaz naturel, les GNL et le charbon). Dans le BDEEC, les données sur la combustion des combustibles comprennent les combustibles brûlés par torchage; toutefois, les émissions du torchage sont calculées et déclarées séparément dans la section des émissions fugitives. Les données sur l'utilisation de combustibles et les émissions du torchage sont soustraites afin d'éviter la double comptabilisation.

3.2.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le degré estimatif d'incertitude du sous-secteur des industries énergétiques varie de -4 % à +6 % pour tous les gaz et de -6 % à +2 % pour le CO₂ seul. On trouvera à l'annexe sur le degré d'incertitude (annexe 7) une analyse plus approfondie de l'étude sur l'incertitude d'ICF Consulting (2004) et d'autres valeurs du degré d'incertitude pour le sous-secteur des industries énergétiques.

Le degré d'incertitude lié au sous-secteur des industries énergétiques dépend dans une large mesure des méthodes de collecte des données sur les activités ainsi que de la représentativité des coefficients d'émission pour certaines propriétés des combustibles. On connaît généralement très bien les volumes et les propriétés des combustibles commerciaux, alors que le degré d'incertitude est plus grand lorsqu'il s'agit des quantités déclarées et des propriétés de combustibles non commercialisables (comme l'utilisation *in situ* du gaz naturel provenant des puits de production et la consommation des gaz de combustion des raffineries). Par exemple, dans la catégorie Raffinage du pétrole, les coefficients d'émission de CO₂ pour les combustibles non commercialisables tels que consommés, comme les gaz de distillation des raffineries, le coke de pétrole et le coke catalytique, influent plus grandement sur l'estimation de l'incertitude que les coefficients d'émission de CO₂ des combustibles commerciaux.

Dans la catégorie Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public, le degré d'incertitude lié à la production d'électricité industrielle est plus élevé que celui de l'électricité produite par les services publics, faute de désagrégation des données.

Plus de 83 % des émissions générées en 2006 par le secteur de la fabrication des combustibles solides et des autres industries énergétiques sont dues à la production et à la transformation de gaz naturel. Le degré d'incertitude de cette catégorie subit l'influence des coefficients d'émission de

CO₂ (±6 %) et de CH₄ (0 % à 240 %) pour la consommation de gaz naturel brut. On a utilisé un coefficient d'émission pondéré à l'échelle nationale pour estimer les émissions du secteur du gaz naturel en raison de la pénurie de données au niveau des usines, notamment sur la composition physique du gaz naturel brut (qui peut varier d'une usine à l'autre). C'est ainsi que le degré estimatif d'incertitude global repose lui aussi sur une hypothèse plutôt vague.

L'incertitude estimative liée aux émissions de CH₄ (+1 % à +230 %) et de N₂O (-23 % à +800 %) dans le sous-secteur des industries énergétiques est fonction du degré d'incertitude des coefficients d'émission. Il faut solliciter les explications d'experts pour améliorer le degré estimatif d'incertitude associé aux émissions de CH₄ et de N₂O de certaines des fourchettes des coefficients d'émission et des fonctions de densité de probabilité élaborées par ICF Consulting (2004), le temps n'ayant pas permis de faire vérifier ces hypothèses par des experts de l'industrie.

Les estimations relatives au sous-secteur des industries énergétiques sont uniformes dans le temps et sont calculées selon la même méthode.

3.2.1.4 AQ/CQ et vérification

Des contrôles de la qualité ont été réalisés sous une forme compatible avec les Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Parmi les éléments d'un contrôle de la qualité de niveau 1 figure un examen du modèle d'estimation, des données sur les activités, des coefficients d'émission, de la cohérence des séries chronologiques, des erreurs de transcription, des documents de référence, des coefficients de conversion, de l'étiquetage des unités, ainsi que des calculs types des émissions.

Des erreurs dans les données sur les activités ont été relevées lors de l'examen et corrigées par la suite; elles portaient surtout sur des données historiques. Le facteur de conversion énergétique publié dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003) et utilisé dans le rapport d'inventaire précédent s'est révélé incorrect et a été corrigé. De plus, on a amélioré le niveau d'évaluation et d'analyse des tendances en se servant de données de sources additionnelles à des fins de comparaison, telles que les émissions de GES des installations déclarées dans le cadre du programme de déclaration obligatoire des émissions des grands émetteurs d'Environnement Canada. Aucune erreur mathématique n'a été décelée durant les contrôles de la qualité, et des solutions ont été apportées aux problèmes d'étiquetage et de référence. Les données, les méthodes et les changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.2.1.5 Recalculs

Les coefficients d'émission ont été affinés pour le gaz naturel commercialisable et non commercialisable, ce qui a entraîné de nouveaux calculs pour l'ensemble de la série chronologique. Les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de gaz naturel sont dorénavant calculées par province, puis additionnées pour obtenir une valeur nationale. Cette nouvelle méthode de calcul a été intégrée au présent rapport pour améliorer l'exactitude de l'inventaire des GES puisque la composition du gaz naturel varie à l'échelle du pays, en raison des différents gisements souterrains. La méthode utilisée, qui est décrite en détail à l'annexe 2, est la même que pour la combustion du charbon.

Les données de 2006 sur l'utilisation des combustibles ont été révisées par Statistique Canada et les estimations ont été recalculées en conséquence. Des données révisées sur la consommation de charbon par les services d'électricité ont également été obtenues pour 2005, ce qui a fait varier les

estimations des émissions de GES de ce sous-secteur. On a modifié le facteur de conversion de l'énergie pour le coke du pétrole par suite de la publication d'une correction de cette valeur par Statistique Canada.

Veillez consulter le chapitre 9 pour une explication détaillée des recalculs pour chaque secteur.

3.2.1.6 *Améliorations prévues*

Un examen des coefficients d'émission du charbon, à partir d'une analyse détaillée des données concernant le charbon extrait au Canada, est en cours. Cet examen pluriannuel, qui pourrait se traduire par des coefficients d'émission revus et mis à jour pour chaque année et pour chacune des provinces, est mené en collaboration avec la Commission géologique du Canada, organisme qui relève de Ressources naturelles Canada. Les industries énergétiques sont les principaux consommateurs de charbon et, par conséquent, c'est dans cette catégorie qu'une révision, quelle qu'elle soit, aura le plus grand impact.

3.2.2 **Industries manufacturières et construction (catégorie 1.A.2 du CUPR)**

3.2.2.1 *Description de la catégorie de source*

Ce sous-secteur se compose des émissions de la combustion de combustibles fossiles par l'ensemble des industries du secteur minier, manufacturier et du bâtiment. La CCNUCC a désigné dans le sous-secteur des Industries manufacturières et de la construction six catégories qui sont présentées séparément ci-dessous.

En 2007, le sous-secteur des Industries manufacturières et de la construction était responsable de 72,5 Mt (soit 9,7 %) des émissions totales de GES du Canada, avec une augmentation de 15 % (9,4 Mt) de toutes les émissions depuis 1990 (voir le tableau 3-3 pour plus de détails). Dans le sous-secteur des Industries manufacturières et de la construction, plus de 50 Mt (soit 69 %) des émissions de GES proviennent de la catégorie Autres, suivie (par ordre décroissant) des sous-catégories Produits chimiques, Sidérurgie, Pâtes et papiers et imprimerie, et Métaux non ferreux, à hauteur respectivement de 6,7 Mt (9,2 %), 6,6 Mt (9,2 %), 5,8 Mt (8,0 %) et 3,4 Mt (4,7 %). Les émissions du secteur Transformation des aliments, boissons et tabac entrent dans la sous-catégorie Autres industries manufacturières, étant donné que les données sur l'utilisation des combustibles n'existent pas à un niveau de désagrégation suffisant.

La catégorie Autres englobe les activités de fabrication du ciment, d'exploitation minière, du bâtiment et d'autres activités manufacturières. Les émissions des activités minières (incluant l'exploitation minière des sables bitumineux) ont augmenté de 276 % entre 1990 et 2007.

Les émissions industrielles résultant de la combustion de combustibles pour produire de l'électricité ou de la vapeur destinées à la vente sont attribuées au sous-secteur des industries énergétiques (à la rubrique Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public). Cette attribution va à l'encontre des lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997), à l'effet que les émissions liées à la production d'électricité ou de chaleur par les industries doivent être attribuées aux industries qui génèrent ces émissions. Malheureusement, pour l'heure, cela est impossible, car il n'existe pas de données sur l'utilisation des combustibles au niveau de désagrégation qui convient (voir la section 3.2.1).

Les émissions résultant de l'utilisation de combustibles fossiles comme matières premières ou comme réactifs chimiques, notamment comme coke métallurgique dans la réduction du minerai

de fer, sont déclarées à la rubrique des procédés industriels pour éviter la double comptabilisation des émissions.

Tableau 3-3 : Contribution des industries manufacturières et de la construction à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Industries manufacturières et construction - TOTAL (1.A.2)	63 100	65 100	72 500
Sidérurgie	6 500	6 220	6 640
Métaux non ferreux	3 190	3 230	3 380
Produits chimiques	7 100	6 820	6 680
Pâtes, papier et imprimerie	13 700	5 860	5 770
Transformation des aliments, boissons et tabac ¹	IA	IA	IA
Autres	32 500	43 000	50 000
<i>Ciment</i>	3 830	5 070	4 900
<i>Exploitation minière</i>	6 200	16 800	23 300
<i>Construction</i>	1 870	1 300	1 290
<i>Autres industries manufacturières</i>	20 700	19 800	20 600

Notes :

1. Les émissions résultant de la transformation des aliments, des boissons et du tabac font partie des Autres industries manufacturières.

IA = inclus ailleurs.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2.2.2 Questions de méthodologie

Les émissions résultant de la combustion de combustibles pour chaque catégorie du sous-secteur des industries manufacturières et de la construction sont calculées à l'aide de la méthode décrite à l'annexe 2, ce qui est conforme à la méthode de niveau 2 du GIEC. Les émissions résultant de la consommation de carburants de transport (comme le carburant diesel et l'essence) sont déclarées dans le sous-secteur des transports (section 3.2.3). Les questions de méthodologie propres à chaque catégorie du secteur manufacturier sont indiquées ci-dessous.

Sidérurgie (catégorie 1.A.2.a du CUPR)

Les émissions associées à l'utilisation de coke métallurgique comme réactif pour la réduction du minerai de fer dans les hauts fourneaux ont été attribuées au secteur des procédés industriels.

Métaux non ferreux (catégorie 1.A.2.b du CUPR)

Toutes les données sur l'utilisation des combustibles dans cette catégorie proviennent du BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003).

Produits chimiques (catégorie 1.A.2.c du CUPR)

Les émissions découlant des combustibles utilisés comme matières premières sont déclarées dans le secteur des procédés industriels.

Pâtes et papiers et imprimerie (catégorie 1.A.2.d du CUPR)

Les données sur l'utilisation des combustibles couvrent les déchets ligneux industriels et les liqueurs résiduelles brûlés à des fins énergétiques. Les émissions de CH₄ et de N₂O résultant de la combustion de biomasse sont comprises dans la catégorie industrielle des pâtes et papiers. Les émissions de CO₂ résultant de la combustion de biomasse ne sont pas comprises dans les totaux, mais sont déclarées séparément dans les tableaux du CUPR de la CCNUCC comme poste pour mémoire.

Autres (autres industries manufacturières et activités de construction) (catégorie 1.A.2.f du CUPR)

Cette catégorie englobe le reste des émissions du secteur industriel, notamment des secteurs du bâtiment, du ciment, de la fabrication de véhicules, du textile, de l'exploitation minière, des aliments, des boissons et du tabac. La consommation de carburant diesel des véhicules hors route utilisés sur les sites d'exploitations minières (qui comprend aussi l'utilisation du diesel pour l'exploitation et l'extraction du pétrole et du gaz) a été attribuée à la catégorie Autres modes de transport.

3.2.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le degré estimatif d'incertitude du sous-secteur des industries manufacturières et de la construction varie de -3 % à +6 % pour tous les gaz et de -3 % à +2 % pour le CO₂. On trouvera à l'annexe sur le degré d'incertitude (annexe 7) une analyse détaillée de l'étude sur l'incertitude d'ICF Consulting (2004) et d'autres valeurs du degré d'incertitude pour le sous-secteur des industries manufacturières et de la construction.

Les données de départ sur les quantités de combustibles et les coefficients d'émission de CO₂ sont assorties d'un faible degré d'incertitude car il s'agit essentiellement de combustibles commerciaux, dont les propriétés sont uniformes et dont les quantités achetées pour être consommées peuvent être comptabilisées avec précision.

Comme nous l'avons vu dans l'analyse sur le degré d'incertitude lié au sous-secteur des industries énergétiques, il faut solliciter l'avis d'experts pour améliorer le degré estimatif d'incertitude du CH₄ et du N₂O pour certaines des fourchettes d'incertitude des coefficients d'émission et des fonctions de densité de probabilité élaborées par les auteurs de l'étude d'ICF Consulting (2004), puisque ces hypothèses n'ont pas été analysées par des experts de l'industrie, faute de temps durant la préparation de l'étude.

Les estimations relatives au sous-secteur des industries manufacturières et de la construction ont été établies de manière cohérente dans le temps en utilisant la même méthode.

3.2.2.4 AQ/CQ et vérification

Des CQ de niveau 1 ont été effectués sur l'ensemble du modèle d'estimation des émissions de GES de la combustion fixe, ce qui incluait la vérification des coefficients d'émission, des données sur les activités et des estimations du CO₂, du CH₄ et du N₂O pour toute la série chronologique.

Des contrôles de la qualité ont été réalisés sous une forme compatible avec les Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Parmi les éléments d'un contrôle de la qualité de niveau 1 figure un examen du modèle d'estimation, des données sur les activités, des coefficients d'émission, de la cohérence des séries chronologiques, des erreurs de transcription, des documents de référence,

des coefficients de conversion, de l'étiquetage des unités, ainsi que des calculs types des émissions.

Les contrôles de la qualité n'ont révélé aucune erreur mathématique ni de référence. Les données, les méthodes et les changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.2.2.5 *Recalculs*

Les coefficients d'émission ont été affinés pour le gaz naturel commercialisable, ce qui a entraîné de nouveaux calculs pour l'ensemble de la série chronologique. Les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de gaz naturel sont dorénavant calculées par province, puis additionnées pour obtenir une valeur nationale. Cette nouvelle méthode de calcul vise à améliorer l'exactitude de l'inventaire puisque la composition du gaz naturel commercialisable varie à l'échelle du pays, en raison des différents gisements souterrains. La méthode utilisée, qui est décrite en détail à l'annexe 2, est la même que pour la combustion du charbon

L'inventaire comprend maintenant les émissions provenant de la combustion des combustibles résiduels dans l'industrie du ciment. Il s'agit d'une amélioration importante de l'exhaustivité globale de l'inventaire, car ces émissions ont été estimées pour l'ensemble de la série chronologique.

Statistique Canada a révisé les données de 2006 sur l'utilisation des combustibles et les estimations ont été corrigées en conséquence. On a modifié le facteur de conversion de l'énergie pour le coke du pétrole par suite de la publication d'une correction de cette valeur par Statistique Canada.

Veuillez consulter le chapitre 9 pour une explication détaillée des nouveaux calculs pour chaque secteur.

3.2.2.6 *Améliorations prévues*

À titre d'activité d'amélioration continue, Environnement Canada, Ressources naturelles Canada et Statistique Canada collaborent à améliorer la qualité de départ du bilan énergétique national et à désagréger les données sur l'utilisation des combustibles.

3.2.3 **Transport (catégorie 1.A.3 du CUPR)**

Les émissions attribuables au secteur des transports représentent plus de 27 % des émissions totales de GES du Canada (200 Mt - voir tableau 3-4 pour plus de détails). La plus forte croissance des émissions depuis 1990 a été observée dans les camions légers à essence et les véhicules lourds diesel; cette croissance se chiffre à 117 % (24,3 Mt) pour les camions légers à essence et à 93,8 % (19,4 Mt) pour les véhicules lourds au diesel. Une baisse à long terme dans certains sous-secteurs des transports a également été observée : en particulier, une baisse des émissions des véhicules légers à essence (voitures), des véhicules au propane et au gaz naturel et des véhicules lourds à essence, soit une baisse combinée de 7,2 Mt depuis 1990. En général, le sous-secteur des transports a affiché une augmentation de 37 % et est responsable de 35 % de l'augmentation globale totale des émissions observée au Canada

Tableau 3-4 : Contribution des transports à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Transports - TOTAL (1.A.3.)	145 000	191 000	200 000
Aviation civile (intérieur)	6 400	7 700	7 800
Transports routiers	98 400	133 000	137 000
<i>Véhicules légers à essence</i>	45 800	39 900	41 100
<i>Camions légers à essence</i>	20 700	43 600	45 000
<i>Véhicules lourds à essence</i>	7 810	6 430	6 640
<i>Motos</i>	146	256	265
<i>Véhicules légers au diesel</i>	355	435	450
<i>Camions légers au diesel</i>	707	2 230	2 330
<i>Véhicules lourds au diesel</i>	20 700	38 900	40 100
<i>Véhicules au propane et au gaz naturel</i>	2 200	790	830
Transport ferroviaire	7 000	6 000	7 000
Transport maritime (intérieur)	5 000	5 800	6 100
Autres modes de transport	29 000	39 000	42 000
<i>Véhicules hors route à essence</i>	6 700	6 700	7 400
<i>Transport hors route</i>	15 000	23 000	25 000
<i>Pipelines</i>	6 850	9 610	9 800

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2.3.1 Description de la catégorie de source

Ce sous-secteur comprend la combustion de combustibles par tous les modes de transport au Canada. Le sous-secteur a été subdivisé en cinq catégories distinctes :

- l'aviation civile (intérieur);
- le transport routier;
- le transport ferroviaire;
- le transport maritime (intérieur);
- les autres modes de transport (véhicules hors route et pipeline).

3.2.3.2 Questions de méthodologie

Les émissions découlant de la combustion de combustibles dans le sous-secteur des transports sont calculées au moyen de diverses adaptations de l'équation A2-1 de l'annexe 2. Toutefois, compte tenu des nombreux types différents de véhicules, d'activités et de combustibles, les coefficients d'émission sont nombreux et complexes. Pour prendre en compte cette complexité, les émissions du secteur des transports sont calculées à l'aide du modèle des émissions mobiles de gaz à effet de serre du Canada (MEMGES). Ce modèle intègre une version de la méthode recommandée par le GIEC pour la modélisation des véhicules (GIEC/OCDE/AIE, 1997) et sert à calculer toutes les émissions du secteur des transports à l'exception de celles du transport par pipeline (énergie nécessaire à la propulsion du pétrole ou du gaz naturel).

Aviation civile intérieure (catégorie 1.A.3.a du CUPR)

Cette catégorie comprend toutes les émissions de GES du secteur du transport aérien national (commercial, privé, militaire, agricole, etc.). Bien que les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) stipulent que les émissions du transport aérien militaire doivent être déclarées dans la catégorie Autres (1.A.5), elles sont incluses ici. Les émissions des carburants servant dans les aéroports pour le transport au sol et les appareils de combustion fixes sont déclarées sous Autres modes de transport. Les émissions des combustibles vendus aux compagnies aériennes étrangères et des combustibles vendus aux transporteurs canadiens mais consommés au cours de vols internationaux sont considérées comme des combustibles de soute internationaux et sont déclarées séparément à titre de postes pour mémoire (catégorie 1.C.1.a du CUPR).

Les méthodes relatives à l'aviation civile suivent une version modifiée de la méthode sectorielle de niveau 1 du GIEC. Les estimations des émissions sont faites grâce au MEMGES et calculées d'après les quantités déclarées de carburant aviation consommé (GIEC/OCDE/AIE, 1997) publiées dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003). La consommation de carburant est déclarée séparément pour les compagnies aériennes canadiennes, les compagnies aériennes étrangères, les administrations publiques, et le secteur commercial et autres secteurs institutionnels (voir à l'annexe 2 une description de la méthode).

Transport routier (catégorie 1.A.3.b du CUPR)

La méthode qui sert à évaluer les émissions de GES du transport routier suit la méthode détaillée de niveau 3 du GIEC (à l'exception des véhicules au propane et au gaz naturel, pour lesquels on suit une méthode modifiée de niveau 1 du GIEC), telle qu'elle figure dans le document GIEC/OCDE/AIE, 1997). Le MEMGES dissocie les données sur les véhicules et calcule les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O de toutes les sources mobiles, à l'exception et des pipelines (voir à l'annexe 2 une description de la méthode).

Transport ferroviaire (catégorie 1.A.3.c du CUPR)

La méthode employée pour évaluer le transport ferroviaire est considérée comme une méthode modifiée de niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Les estimations des émissions sont effectuées au moyen du modèle MEMGES. Les données sur la consommation de carburant provenant du BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003) et déclarées à la rubrique Transport ferroviaire, sont multipliées par les coefficients d'émission propres à chaque carburant (on trouvera à l'annexe 2 une description de la méthode).

Transport maritime intérieur (catégorie 1.A.3.d du CUPR)

Cette catégorie couvre toutes les émissions de GES attribuables au transport maritime intérieur. Les émissions dues au combustible vendu aux navires étrangers sont déclarées à titre de combustibles de soute internationaux et comptabilisées séparément (catégorie 1.C.1.b du CUPR).

La méthode de calcul des émissions est une version modifiée de la méthode de niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997), et les émissions sont estimées au moyen du modèle MEMGES. Les données sur la consommation de carburant provenant du BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003), et déclarées à la rubrique Transport maritime intérieur, sont multipliées par les coefficients d'émission propres à chaque carburant (voir à l'annexe 2 une description de la méthode).

Autres modes de transport (catégorie 1.A.3.e du CUPR)

Ce catégorie englobe les émissions des véhicules qui ne sont pas autorisés à circuler sur les chemins ou les grandes routes et comprend les émissions découlant de la combustion des combustibles qui servent à propulser les produits dans les pipelines longue distance.

Transport hors route

Le transport hors route³² (terrestre, non ferroviaire) englobe les émissions qui résultent de la combustion de l'essence et du carburant diesel. Parmi les véhicules de cette catégorie figurent les tracteurs agricoles, les débusqueuses, les véhicules chenillés de construction et les véhicules miniers mobiles.

L'industrie consomme un volume considérable de carburant diesel pour l'alimentation des véhicules hors route. Les industries des mines (exploitation et extraction du charbon, du pétrole et du gaz) et du bâtiment exploitent toutes les deux de grands nombres de véhicules lourds hors route et sont les plus gros consommateurs de carburant diesel de ce groupe.

Les émissions des véhicules hors route sont calculées au moyen d'une version modifiée de la méthode de niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Pour ces estimations, les émissions sont fondées sur les coefficients d'émission propres à chaque carburant, et à la quantité totale de carburant consommée (on trouvera à l'annexe 2 une description de la méthode).

Transport par pipeline

Les pipelines³³ sont le seul moyen de transport qui ne fasse pas appel à des véhicules dans ce secteur. Ils utilisent des moteurs alimentés aux combustibles fossiles pour faire fonctionner les compresseurs et autres dispositifs qui propulsent leur contenu. Le combustible utilisé est essentiellement du gaz naturel dans le cas des gazoducs, même si l'on utilise également certains produits pétroliers raffinés, comme du carburant diesel. Les oléoducs utilisent généralement des moteurs électriques pour faire fonctionner les équipements de pompage.

La méthode utilisée est considérée comme une méthode sectorielle de niveau 2 du GIEC, avec des coefficients d'émission propres à chaque pays. Les données sur la consommation de carburant provenant du BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003), et déclarées à la rubrique Pipelines, sont multipliées par les coefficients d'émission propres à chaque carburant (on trouvera à l'annexe 2 une description de la méthode).

3.2.3.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les explications qui suivent pour chaque secteur reposent sur les résultats présentés dans l'étude intitulée *Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001* (ICF Consulting, 2004). Dans chaque sous-secteur particulier décrit ci-après, on précise si la méthode évaluée durant l'étude a été modifiée; c'est uniquement dans ces cas-là que le degré d'incertitude n'est pas représentatif du processus actuel. Pour une description plus détaillée de l'étude sur l'incertitude, se reporter à l'annexe 7 - Incertitude.

³² . Désignés en français sous l'appellation Véhicules hors- route.

³³ . Il s'agit des deux types : oléoducs et gazoducs.

Combustion des combustibles fossiles dans le sous-secteur des transports

Le sous-secteur des transports comprend i) les sources mobiles de transport, dont les véhicules routiers et les véhicules hors route, le transport ferroviaire, l'aviation civile et le transport maritime, et ii) le transport par pipeline. Le degré d'incertitude des estimations de 2001 des émissions de CO₂ résultant de la combustion des combustibles fossiles dans les sources mobiles se situe entre -4 % et 0 %, ce qui indique que les valeurs de l'inventaire des GES sont sans doute surestimées.

Comme c'est le cas pour les sources fixes de combustion, les plages d'incertitude, qui sont environ d'un facteur de quatre ou plus dans le rapport 2003 (année d'inventaire 2001) pour les émissions de CH₄ et de N₂O résultant de la combustion des combustibles fossiles par le sous-secteur des transports, étaient attribuables aux grandes plages d'incertitude de plusieurs coefficients d'émission de ces gaz.

L'incertitude liée aux émissions totales de GES (tous les gaz) de sources mobiles en 2003 se situe, selon les estimations, dans la fourchette de -3 % à +19 %, ce qui reflète la prédominance du CO₂ dans les émissions totales de GES de sources mobiles du secteur des transports et le degré estimatif d'incertitude relativement faible.

Émissions de CO₂ attribuables à l'aviation civile (aviation intérieure)

Le degré d'incertitude lié au CO₂ émis par l'aviation civile et déclaré dans l'étude d'ICF Consulting (2004) ne s'applique plus. Depuis l'achèvement de l'étude, on utilise une nouvelle, plus précise méthode pour suivre la quantité de carburant acheté et utilisé au Canada par les compagnies aériennes canadiennes. Cela a modifié les émissions déclarées antérieurement comme émissions intérieures et les a réduites de 40 à 55 % par an (par rapport au rapport 2003). Le degré d'incertitude déclaré dans l'étude reflète la faible plage d'incertitude qui se rattache au coefficient d'émission de CO₂ et à l'estimation de la consommation de carburant aviation, qui a représenté près de 97 % du CO₂ total émis par l'aviation civile en 2007. Il y a lieu de croire que l'expert consulté sur le degré d'incertitude des données d'activités (consommation apparente des carburants aviation) a été induit en erreur par le libellé des questions qu'on lui a posées. Cela s'est soldé par un degré estimatif d'incertitude inférieur à la réalité.

Émissions de CO₂ attribuables au transport routier

L'incertitude liée au CO₂ émis par les véhicules routiers se situe, selon les estimations, dans la plage de -8 % à -3 % par rapport à l'estimation de 2003 pour cette catégorie de source. Cela signifie que les chiffres de 2003 pour cette catégorie de source étaient sans doute une surestimation. Le biais à la hausse dans les valeurs estimatives de 2003 pour cette catégorie clé de source a un rapport avec le degré estimatif d'incertitude lié i) à la quantité de carburant consommée par les véhicules routiers à essence et à moteur diesel, et ii) aux coefficients d'émission de CO₂ pour l'essence routière. La plage d'incertitude du coefficient d'émission de CO₂ de l'essence routière a été estimée entre 3 % et -1 % par McCann (2000), avec un intervalle de confiance de 95 %. Pour l'inventaire 2009, le MEMGES s'est appuyé sur un mode plus poussé de dissociation des données sur les activités, ce qui a permis d'accroître la confiance dans la portion routière du modèle et de modifier en conséquence l'algorithme compensateur pour faire passer une certaine quantité de combustible de la catégorie routière à la catégorie hors route. Grâce à cette amélioration, les incertitudes liées à ces deux catégories devraient être inférieures à celles de l'inventaire 2003.

Émissions de CO₂ attribuables au transport ferroviaire

Le degré d'incertitude lié au CO₂ émis par le transport ferroviaire se situe, selon les estimations, dans la plage de -5 % à +3 %. Pour ce qui est de la contribution au degré d'incertitude de l'estimation de cette catégorie de source clé dans l'inventaire de 2003, il semble que les variables d'entrée, comme la consommation de carburant diesel (avec un degré d'incertitude de ±3 %) et le coefficient d'émission de CO₂ du carburant diesel (avec une plage d'incertitude de -4 % à +2 %), aient également joué un rôle.

Émissions de CO₂ attribuables aux autres modes de transport (véhicules hors route)

La catégorie des véhicules hors route comprend à la fois la consommation d'essence et la consommation de carburant diesel des véhicules hors route. Le degré d'incertitude lié aux sources mobiles de transport hors route se situe, selon les estimations, dans la plage de +4 % à +45 %, ce qui montre que les estimations du rapport de 2003 ont sans doute sous-estimé le CO₂ émis par cette catégorie de source. Le CO₂ émis par les véhicules diesel hors route a représenté près de 77 % du CO₂ total émis par la catégorie des véhicules hors route en 2006. Les principales sources d'incertitude relatives à cette catégorie de sources sont le degré d'incertitude des estimations de la consommation d'essence et de carburant diesel par les véhicules hors route. Conformément à la méthode d'estimation de l'inventaire pour cette catégorie de source, la consommation de carburant diesel des véhicules hors route est calculée à partir de la consommation résiduelle de carburant diesel des véhicules routiers, et la consommation d'essence des véhicules hors route à partir de la consommation résiduelle d'essence des véhicules routiers. L'incertitude établie pour cette catégorie de source ne s'applique plus. On trouvera une explication plus complète dans la section « Émissions de CO₂ attribuables au transport routier » (3.3.3.3).

Résumé

Généralement, en ce qui concerne le degré estimatif d'incertitude des coefficients d'émission de CO₂, de CH₄ et de N₂O dans le sous-secteur des transports, l'étude d'ICF Consulting (2004) s'est contentée d'incorporer les valeurs déclarées dans des études antérieures (McCann, 2000; SGA Energy Ltd., 2000). L'étude d'ICF Consulting (2004) faisait état des valeurs de ces rapports en y ajoutant quelques explications limitées d'experts sur le degré d'incertitude des données d'activités qui contribuent aux estimations du sous-secteur des transports dans l'analyse de Monte Carlo.

De plus, il faut signaler que la surestimation des émissions des véhicules routiers (-8 % à -3 %) neutralise la sous-estimation des émissions des véhicules hors route (+4 % à +45 %) pour donner un degré d'incertitude composée (-4 % à 0 %) supérieur à l'un et l'autre de ses éléments.

L'un des maillons faibles du degré d'incertitude réside dans les avis d'experts sur les estimations quantitatives des activités sans rapport avec les carburants (comme les parcs de véhicules, les kilomètres parcourus, le nombre de motocyclettes). Même si l'on estime que les données sur le parc de véhicules fournies par un consultant externe à Environnement Canada sont exactes à 100 %, certains signes incitent à penser que les données de départ ont sans doute été rassemblées de manière inexacte. Cela n'introduit que des erreurs marginales dans un modèle qui se limite au carburant, mais a un profond impact sur l'attribution de ce carburant à des types de véhicules bien précis.

3.2.3.4 AQ/CQ et vérification

Des contrôles de qualité de niveau 1, tels que prévus dans le cadre pour le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6), ont été effectués sur toutes les catégories clés des transports. Aucune erreur

mathématique n'a été décelée. Les données et les méthodes relatives aux activités de CQ sont illustrées et archivées sur support papier et électronique.

En outre, certaines mesures de vérification ont été prises à l'étape de la préparation du modèle. Étant donné que le MEMGES utilise les données nationales sur les combustibles, définies par type et par région, combinées aux coefficients d'émission propres à chaque pays, l'examen porte avant tout sur le profil du parc de véhicules, car c'est lui qui détermine la demande de carburant par catégorie de véhicules et par conséquent les taux et les quantités d'émissions. Récemment, des partenariats interministériels ont été établis entre Environnement Canada, Transports Canada et Ressources naturelles Canada pour faciliter l'échange non seulement de données, mais également de connaissances sur le parc de véhicules, les taux de consommation de carburant et les véhicules-kilomètres parcourus. Cette perspective plus globale permet de mieux comprendre l'utilisation réelle des véhicules et devrait favoriser une amélioration des modèles et des estimations des émissions. Grâce à l'appui de Transports Canada, Statistique Canada publie l'EVC, un rapport trimestriel qui fournit des données à la fois sur le nombre de véhicules et le kilométrage parcouru dans des classes régionales regroupées. Cette enquête propose une autre interprétation des registres d'immatriculation provinciaux et peut donc corroborer les ensembles de données qui existent dans le commerce et mentionnés plus haut. Malheureusement, l'EVC n'autorise pas le niveau de résolution nécessaire à la modélisation des émissions, et elle ne saurait donc remplacer les ensembles de données achetés chaque année.

3.2.3.5 *Recalculs*

Pour les raisons énumérées ci-dessous, les estimations des émissions du secteur des transports ont été modifiées pour la période 1990–2006 :

Données sur la consommation de carburants biosynthétiques de transport : une étude a été menée en avril 2008 (TFIS Inc., 2008) en vue d'établir une série chronologique qui représente la consommation apparente d'éthanol et de biodiesel dans les carburants de transport au Canada. L'étude a permis d'obtenir un ensemble de données révisées sur l'éthanol pour la période de 1990 à 2006 et d'intégrer pour la première fois dans l'inventaire de l'information sur le biodiesel. Il en est résulté des rajustements mineurs pour toutes les années.

Données sur le parc de véhicules : un ensemble de données révisées pour 2006 a été présenté, ce qui n'a entraîné que des modifications mineures aux estimations de cette année-là.

Données sur l'utilisation de combustibles de Statistique Canada : un ensemble de données révisées pour 2006 a été présenté, ce qui n'a entraîné que des modifications mineures aux estimations de cette année-là.

Données sur les ventes de carburants taxées de Statistique Canada : des ensembles de données révisées pour 2004, 2005 et 2006 ont été présentés. Il en est résulté des rajustements mineurs pour ces années-là.

Données de Statistique Canada : Trafic des transporteurs aériens aux aéroports canadiens et Aviation civile canadienne. Les ensembles de données révisées pour 2004, 2005 et 2006 qui ont été soumis n'ont entraîné qu'une réallocation minimale des émissions des combustibles de l'aviation civile (vols intérieurs) et des combustibles de soute internationaux pour ces années-là.

3.2.3.6 Améliorations prévues

Le modèle sur les transports (MEMGES) a été mis à niveau en 2008 – 2009 pour tirer parti de la puissance de la base de données relationnelle qui lui permet de recevoir un nombre croissant de données à plus haute résolution qui deviennent disponibles grâce à des partenariats et à des déclarations.

Les améliorations futures concerneront principalement les éléments suivants :

- Terminer le développement d'un modèle de niveau 3a pour estimer les émissions du transport aérien à partir de données origine-destination et des coefficients d'émission propres aux aéronefs. Le nouveau modèle de l'aviation permettra de subdiviser plus précisément les émissions entre l'aviation civile (aviation intérieure) et les soutes d'aviation (aviation internationale);
- Développer un modèle amélioré pour estimer les émissions du secteur maritime;
- Préciser les caractéristiques de carbone propres aux carburants selon la région et la période.

3.2.4 Autres secteurs (catégorie 1.A.4 du CUPR)

3.2.4.1 Description de la catégorie de source

Ce sous-secteur comprend trois catégories : secteur commercial/institutionnel, secteur résidentiel et agriculture/foresterie/pêches. Les émissions proviennent essentiellement de la combustion de combustibles pour le chauffage des locaux et de l'eau. Les émissions attribuables à la consommation de carburants de transport dans ces catégories sont attribuées au secteur des transports (section 3.2.3).

La combustion de biomasse³⁴ est une source importante d'émissions dans le secteur résidentiel, et les émissions de CH₄ et de N₂O entrent dans les estimations de ce sous-secteur. Toutefois, le CO₂ émis par la combustion de biomasse est déclaré séparément dans les tableaux du CUPR comme poste pour mémoire et ne figure pas dans les totaux du secteur de l'énergie. Cette méthode correspond au traitement de la biomasse dans le sous-secteur Pâtes et papiers et imprimerie.

En 2007, le sous-secteur Autres secteurs a compté pour environ 81,0 Mt (ou 11 %) des émissions totales de GES du Canada, soit une augmentation globale d'environ 13 % (9,4 Mt) depuis 1990. Dans la catégorie Autres secteurs, les émissions résidentielles ont représenté environ 43,6 Mt (ou 54 %), contre 35,2 Mt (ou 43 %) pour le secteur commercial et institutionnel, ce qui englobe également les émissions des administrations publiques (soit les établissements des gouvernements fédéral, provinciaux et municipaux). Depuis 1990, les émissions de GES ont augmenté d'environ 37 % dans la catégorie Commercial et institutionnel alors que les émissions dans la catégorie Résidentiel sont demeurées quasi constantes, n'augmentant que de 0,2 %. Voir le tableau 3-5 pour plus de renseignements. On trouvera une analyse plus fouillée des tendances relatives au sous-secteur Autres secteurs dans le chapitre consacré aux Tendances des émissions (chapitre 2).

³⁴ . En particulier le bois de chauffage.

Tableau 3-5 : Contribution des autres secteurs à la production de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Autres secteurs - TOTAL (1.A.4)	71 600	75 100	81 000
Commercial et institutionnel	25 700	33 400	35 200
<i>Secteur commercial et autres secteurs institutionnels</i>	23 700	31 600	33 200
<i>Administrations publiques</i>	1 980	1 820	2 010
Résidentiel	43 500	39 800	43 600
Agriculture, foresterie et pêches	2 400	1 900	2 200
<i>Foresterie</i>	50	100	100
<i>Agriculture</i>	2 300	1 800	2 100

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.2.4.2 Questions de méthodologie

Les émissions de ces catégories de sources sont calculées de façon uniforme selon la méthode décrite à l'annexe 2, qui est considérée comme une méthode de niveau 2 du GIEC, avec des coefficients d'émission propres à chaque pays. Les questions de méthodologie propres à chaque catégorie sont décrites ci-après. Les émissions dues à la combustion des carburants de transport (comme le carburant diesel et l'essence) sont toutes attribuées au sous-secteur des Transports.

Secteur commercial/institutionnel (catégorie 1.A.4.a du CUPR)

Le calcul des émissions repose sur les données relatives à la consommation de carburant déclarée pour le secteur commercial et les administrations publiques dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003).

Secteur résidentiel (catégorie 1.A.4.b du CUPR)

Le calcul des émissions repose sur les données relatives à la consommation de combustible déclarée pour le secteur résidentiel dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003). La méthode de calcul de la combustion de biomasse (bois de chauffage résidentiel) est expliquée en détail dans la section consacrée aux émissions de CO₂ de la biomasse (section 3.4.2); même si les émissions de CO₂ ne sont pas comptabilisées dans le total national des GES du secteur résidentiel, les émissions de CH₄ et de N₂O sont déclarées ici.

Agriculture/foresterie/pêches (catégorie 1.A.4.c du CUPR)

Cette catégorie de source englobe les émissions de la combustion de combustibles de sources fixes dans les industries agricoles et forestières. Toutefois, les estimations des émissions ne sont données que pour les secteurs de l'agriculture et de la foresterie. Les émissions des pêches sont généralement déclarées soit à la rubrique Transports soit à la rubrique Autres industries manufacturières (par exemple la transformation des aliments). Les émissions de sources mobiles liées à cette catégorie n'ont pas été ventilées et sont incluses dans les émissions des véhicules hors route ou du transport maritime déclarées à la rubrique des Transports (section 3.2.3). Les émissions résultant de l'exploitation des machines sur place et du chauffage reposent sur les données relatives à la consommation de carburant déclarée à la rubrique Agriculture et foresterie dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003).

3.2.4.3 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

Le degré estimatif d'incertitude du sous-secteur Autres secteurs varie de -4 % à +41 % pour tous les gaz et de -3 % à +2 % pour le CO₂. On trouvera dans l'annexe sur l'incertitude (annexe 7) une analyse détaillée de l'étude d'ICF Consulting sur l'incertitude (2004) et d'autres valeurs sur le degré d'incertitude dans le sous-secteur Autres secteurs.

Les quantités de combustibles de départ et les coefficients d'émission de CO₂ ont un faible degré d'incertitude, étant donné qu'il s'agit le plus souvent de combustibles commerciaux qui ont des propriétés stables et dont les quantités peuvent être comptabilisées de manière précise. Même si les émissions de gaz autres que le CO₂ résultant de la combustion de biomasse n'ont représenté que 5 % du total du secteur résidentiel, le degré d'incertitude des émissions de CH₄ (-90 % à +1 500 %) et de N₂O (-65 % à +1 000 %) est élevé en raison de l'incertitude qui se rattache à leurs coefficients d'émission. Comme nous l'avons vu dans le sous-secteur Industries énergétiques, il faut solliciter l'avis d'experts pour améliorer le degré estimatif d'incertitude des émissions de CH₄ et de N₂O pour certaines des plages d'incertitude des coefficients d'émission et des fonctions de densité de probabilité élaborées par l'étude d'ICF Consulting (2004), étant donné qu'on a manqué de temps pour soumettre ces hypothèses à l'examen d'experts de l'industrie.

Ces estimations sont cohérentes dans toute la série chronologique.

3.2.4.4 *AQ/CQ et vérification*

La catégorie Autres secteurs est une catégorie clé à la fois pour les émissions de CH₄ et de CO₂ et elle a donc été soumise à des CQ de niveau 1 conformément aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Les contrôles de la qualité n'ont relevé aucune erreur mathématique ni de référence.

Les données, les méthodes et les changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.2.4.5 *Recalculs*

Les coefficients d'émission ont été affinés pour le gaz naturel commercialisable, ce qui a entraîné de nouveaux calculs pour l'ensemble de la série chronologique. Les émissions de CO₂ attribuables à la combustion de gaz naturel sont dorénavant calculées par province, puis additionnées pour obtenir une valeur nationale. Cette nouvelle méthode de calcul a été intégrée au présent rapport pour améliorer l'exactitude de l'inventaire des GES puisque la composition du gaz naturel commercialisable varie à l'échelle du pays, en raison des différents gisements souterrains. La méthode utilisée, qui est décrite en détail à l'annexe 2, est la même que pour la combustion du charbon.

Statistique Canada a révisé les données de 2006 sur l'utilisation des combustibles et les estimations ont été corrigées en conséquence.

3.2.4.6 *Améliorations prévues*

Parmi les améliorations prévues pour le sous-secteur Autres secteurs, on note un examen du modèle de la biomasse résidentielle et une étude sur les caractéristiques du bois de chauffage industriel visant à confirmer les hypothèses actuelles sur l'humidité et la teneur en énergie.

3.2.5 Autres : Énergie - combustion de combustibles (catégorie 1.A.5 du CUPR)

Les lignes directrices de la CCNUCC attribuent à ce sous-secteur la combustion de combustibles par l'armée. Toutefois, les émissions attribuables aux véhicules militaires sont comprises dans le sous-secteur des transports, alors que la consommation de carburant militaire de sources fixes est incluse dans le secteur commercial/institutionnel (section 3.2.4), en raison de la répartition des données sur le carburant dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003). Il s'agit d'une source d'émissions minime.

3.3 Émissions fugitives (catégorie 1.B du CUPR)

Les émissions fugitives des combustibles fossiles désignent les rejets délibérés ou accidentels de GES attribuables à la production, à la transformation, au transport, à l'entreposage et à la livraison des combustibles fossiles.

Les gaz rejetés qui sont brûlés avant d'être éliminés (comme le torchage du gaz naturel dans les installations de production de pétrole et de gaz) sont considérées comme des émissions fugitives. Toutefois, si la chaleur produite durant la combustion est captée pour être utilisée (pour le chauffage) ou vendue, les émissions connexes sont alors considérées comme des émissions attribuables à la combustion d'un combustible.

Les deux catégories retenues dans l'inventaire sont les rejets fugitifs associés aux combustibles solides (extraction et manutention du charbon) et les rejets des activités de l'industrie du pétrole et du gaz naturel.

En 2007, la catégorie des émissions fugitives a représenté environ 64,8 Mt (ou 8,7 %) des émissions totales de GES du Canada, soit une augmentation de plus de 52 % depuis 1990. Entre 1990 et 2007, les émissions fugitives du secteur du pétrole et du gaz naturel ont augmenté de 57 %, passant à 64,1 Mt, et celles des exploitations houillères ont diminué d'environ 1,2 Mt par rapport aux 2 Mt relevées en 1990. Les activités de production, de transformation, de transport et de distribution du pétrole et du gaz représentaient 99 % des émissions fugitives. Voir le tableau 3-6 pour plus de renseignements.

Tableau 3-6 : Contribution des émissions fugitives de GES

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Émissions fugitives découlant des combustibles (1.B)	42 700	65 800	64 800
Combustibles solides - Exploitations houillères (1.B.1)	2 000	700	800
Pétrole et gaz naturel (1.B.2)	40 700	65 100	64 100
<i>a. Pétrole¹</i>	4 200	5 700	5 800
<i>b. Gaz naturel¹</i>	12 900	21 400	21 300
<i>c. Évacuation et torchage²</i>	23 700	38 000	37 000
<i>Évacuation</i>	19 300	32 000	31 700
<i>Torchage</i>	4 400	6 000	5 300

Notes :

1. Toutes les autres émissions fugitives sauf l'évacuation et le torchage.

2. Pour les activités liées au pétrole et au gaz.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.3.1 Combustibles solides (catégorie 1.B.1 du CUPR)

3.3.1.1 Description de la catégorie de source

Le charbon à l'état naturel contient des quantités variables de CH₄. Dans les gisements de houille, le CH₄ est soit piégé sous pression dans les cavités poreuses à l'intérieur du gisement soit adsorbé sur le charbon. La pression et le volume de CH₄ dans le gisement varient selon la qualité, la profondeur et la géologie de la veine de charbon. Au cours de l'extraction minière et des activités postérieures ainsi que des activités de manutention du charbon, les formations géologiques naturelles sont perturbées et il se crée des passages qui rejettent dans l'atmosphère le CH₄ sous pression. À mesure que baisse la pression qui s'exerce sur le charbon, le CH₄ adsorbé est rejeté jusqu'à ce que le CH₄ qui se trouve dans le charbon soit parvenu à un équilibre avec les conditions atmosphériques ambiantes.

Les sources d'émissions des activités minières sont les surfaces de charbon exposées, les blocs de charbon et l'évacuation de CH₄ du gisement. Les activités post-extraction, comme la préparation, le transport, le stockage ou la transformation finale avant la combustion, dégagent également du CH₄.

Les émissions fugitives résultant de la transformation des combustibles solides (comme les rejets fugitifs résultant de l'ouverture des portes des fours à coke métallurgique) n'ont pas été estimées faute de données. On ne connaît pas les autres sources d'émissions attribuables à la transformation des combustibles solides. On estime toutefois qu'elles sont négligeables.

3.3.1.2 Questions de méthodologie

Au début des années 1990, King (1994) a dressé un inventaire des émissions fugitives attribuables aux exploitations houillères qui a servi de base aux estimations de ces émissions. Les coefficients d'émission couramment utilisés ont été calculés en divisant les émissions estimées dans l'inventaire en question par les données appropriées sur la production de charbon.

La méthode employée par King (1994) pour estimer les taux d'émission de l'extraction du charbon (coefficients d'émission à l'annexe 12) reposait sur une méthode modifiée du Conseil consultatif de l'industrie du charbon. Il s'agit d'une version hybride des méthodes de niveau 3 et de niveau 2 du GIEC selon la disponibilité des données propres à une mine en particulier. Les émissions des mines souterraines ont été séparées de celles des mines à ciel ouvert; toutes deux englobent les émissions attribuables aux activités post-extraction. On trouvera une description détaillée de la méthodologie à l'annexe 3 (Autres méthodologies).

3.3.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'estimation du degré d'incertitude des émissions fugitives de CH₄ des mines de charbon se situe dans la plage de -30 % à +130 % (ICF, 2004). Les données de production sont connues avec un niveau de certitude élevé (± 2 %). En revanche, un degré d'incertitude très élevé (-50 % à +200 %) a été estimé pour ce qui est des coefficients d'émission. Nous sommes d'avis qu'il faut solliciter l'avis d'experts pour confirmer les hypothèses formulées dans l'étude sur l'élaboration des fonctions de densité de probabilité et les plages d'incertitude des coefficients d'émission et des données sur les activités des mines à ciel ouvert et des mines souterraines. On a pris les valeurs d'incertitude par défaut du GIEC pour établir les coefficients d'émission propres au Canada, et celles-ci devront être revues et corrigées. Le recours aux valeurs par défaut du GIEC n'aboutit pas

à un degré estimatif d'incertitude représentatif lorsqu'on utilise les données propres au pays. On trouvera à l'annexe sur l'incertitude (annexe 7) d'autres précisions sur cette étude.

3.3.1.4 *AQ/CQ et vérification*

Les émissions de CH₄ des mines de charbon sont considérées comme une catégorie clé et elles ont subi des contrôles de la qualité de niveau 1 conformément aux Recommandations du GIEC (GIEC 2000). Au nombre des contrôles figure un examen des données sur les activités, de la cohérence des séries chronologiques, des coefficients d'émission, des documents de référence, des coefficients de conversion et de l'étiquetage des unités, de même que du calcul type des émissions. Les contrôles de la qualité n'ont révélé aucune erreur mathématique. Les données et les méthodes relatives aux activités de CQ sont illustrées et archivées sur support papier et électronique.

3.3.1.5 *Recalculs*

On a recalculé les émissions attribuables à l'extraction du charbon pour 2006 en se servant des données d'activité mises à jour de Statistique Canada sur l'industrie minière. Les données d'activité pour l'Alberta déclarées dans les rapports antérieurs indiquaient que les émissions provenaient de sources de surface (mines à ciel ouvert), ce qui a été corrigé dans les données révisées de 2006 qui indiquent que les émissions sont attribuables aux mines souterraines. De plus, les données d'activité en Colombie-Britannique montrent une légère augmentation. La révision des données d'activité a entraîné un accroissement net de 3,3 kt des émissions fugitives de CH₄.

3.3.1.6 *Améliorations prévues*

À long terme, on prévoit mener une étude complète sur l'extraction du charbon au Canada dans le but d'améliorer certains aspects du modèle, tels que l'exactitude des coefficients d'émission.

3.3.2 **Pétrole et gaz naturel (catégorie 1.B.2 du CUPR)**

3.3.2.1 *Description de la catégorie de source*

Le catégorie des émissions fugitives du pétrole et du gaz naturel englobe les émissions attribuables à la production et à la transformation du pétrole et du gaz naturel, à l'exploitation des sables bitumineux, à l'extraction du bitume, à la valorisation du pétrole/bitume lourd, ainsi qu'au transport et à la distribution du gaz naturel. Les émissions attribuables à la combustion de combustibles dans les installations de l'industrie du pétrole et du gaz (utilisés à des fins énergétiques) sont comprises dans les catégories Raffinage du pétrole et Fabrication des combustibles solides et autres industries énergétiques (section 3.2.1).

La catégorie de source Pétrole et gaz naturel comporte trois grandes sous-catégories : Production pétrolière et gazière classique, Production de pétrole non classique et Distribution de gaz naturel.

Production pétrolière et gazière classique

La production pétrolière et gazière classique comprend toutes les émissions fugitives attribuables à l'exploration, à la production, à la transformation et au transport du pétrole et du gaz naturel. Les émissions peuvent être le fait de fuites du matériel d'exploitation (robinets de purge, équipements pneumatiques alimentés aux gaz de combustion), de joints défectueux (brides et

soupapes), de l'utilisation de gaz naturel pour produire de l'hydrogène, d'accidents, de déversements et de rejets délibérés.

Les sources d'émissions attribuables à l'industrie du pétrole et du gaz classique ont été subdivisées en plusieurs grandes catégories :

Forage des puits de pétrole et de gaz et essais connexes : Le forage de puits de pétrole et de gaz est une source d'émissions mineure. Les émissions proviennent des essais en cours de forage, du rejet des gaz contenus dans les boues légères de forage et de la volatilisation des boues lourdes de forage.

Entretien des puits de pétrole et de gaz et essais connexes : L'entretien des puits est également une source d'émissions mineure. Les émissions proviennent essentiellement de l'évacuation, du torchage et de la combustion des combustibles, qui sont compris dans la section Combustion de sources fixes. L'évacuation résulte des travaux d'entretien conventionnels, comme le rejet de gaz dissous des bacs à boue et la purge des puits de gaz naturel. On présume que les risques d'émissions fugitives attribuables à des équipements qui fuient sont insignifiants. Les émissions fugitives des essais d'éruption libre sont jugées négligeables.

Production de gaz naturel : La production de gaz naturel se fait exclusivement dans des puits de gaz ou parallèlement à l'exploitation de puits de pétrole, de pétrole lourd et de bitume naturel dotés de dispositifs de conservation du gaz. Les sources d'émissions associées à la production de gaz naturel sont les puits, les systèmes de collecte, les installations de terrain et les stations de prétransformation du gaz. La majeure partie des émissions est due à des fuites d'équipements, comme les fuites des joints; toutefois, les rejets provenant du gaz qui sert à l'alimentation des équipements pneumatiques et aux opérations de nettoyage des conduites sont également des sources importantes.

Production de pétrole léger et moyen : Ce type de production se caractérise par des puits qui produisent des bruts de densité légère ou moyenne ($< 900 \text{ kg/m}^3$). Les émissions proviennent des puits, des conduites d'écoulement ou des stations de prétransformation (simples, satellites ou centrales). Les principales sources d'émissions sont l'évacuation des gaz dissous et les pertes par évaporation des installations de stockage.

Production de pétrole lourd : Le pétrole lourd se caractérise par sa densité supérieure à 900 kg/m^3 . Sa production exige des infrastructures spécialisées. Il existe en général deux types de systèmes de production de pétrole lourd : les systèmes primaires et les systèmes thermiques. Les sources d'émissions des deux types sont les puits, les conduites d'écoulement, les stations de prétransformation (simples et satellites) et les installations d'épuration. La principale source est l'évacuation des gaz dissous et des tubages.

Production de bitume naturel : Le bitume naturel est un liquide dense et extrêmement visqueux qu'il est impossible d'extraire d'un puits par des moyens de production primaires. Il faut un procédé amélioré de récupération *in situ* pour récupérer les hydrocarbures du gisement. Les sources d'émission sont les puits, les conduites d'écoulement, les stations de prétransformation satellites et les installations d'épuration. La principale source des émissions est l'évacuation des gaz des tubages.

Traitement du gaz : On traite le gaz naturel avant qu'il pénètre dans les conduites de transport pour en éliminer la vapeur d'eau, les contaminants et les hydrocarbures condensables. Il existe quatre types différents d'installations : les installations de gaz non sulfureux, les installations de

gaz sulfureux qui procèdent au torchage des gaz de combustion, les installations de gaz sulfureux qui procèdent à l'extraction du soufre élémentaire, et les installations de chevauchement. Les installations de chevauchement sont situées le long des conduites de transport et elles procèdent à la récupération des hydrocarbures résiduels. Leur structure et leur fonction sont similaires aux installations de transformation du gaz et sont donc considérées parallèlement à elles. Les fuites des équipements sont la principale source des émissions.

Transport du gaz naturel : La quasi-totalité du gaz naturel produit au Canada est transporté depuis les usines de transformation jusqu'aux systèmes locaux de distribution par gazoduc. Les volumes transportés par camion sont faibles et considérés comme négligeables. Les sources des émissions des systèmes de transport du gaz sont les fuites des équipements et les conduites d'évacuation. L'évacuation des procédés englobe diverses activités comme le démarrage du compresseur et la purge des conduites pour l'entretien. Les fuites des équipements sont la principale source des émissions.

Transport de produits liquides : Le transport de produits liquides depuis les installations de transformation sur place jusqu'aux raffineries ou aux distributeurs génère des émissions attribuables au chargement et au déchargement des camions-citernes, aux pertes en cours de stockage, aux fuites des équipements et aux conduites d'évacuation. Parmi les produits transportés figurent les gaz de pétrole liquéfiés (GPL) (transportés par voie de surface et dans des gazoducs à forte pression de vapeur), les pentanes et homologues supérieurs (transportés par voie de surface et par des oléoducs à faible pression de vapeur) et le pétrole brut.

Accidents et défaillances d'équipements : Les émissions fugitives peuvent être le fait d'une erreur humaine ou de défauts ponctuels des équipements dans tous les segments d'amont de l'industrie pétrolière et gazière classique. Les principales sources d'émission sont les ruptures de canalisations, les explosions des puits et les déversements. Les émissions découlant de l'élimination et de l'épandage sur les sols des déversements ne sont pas comprises, faute de données suffisantes.

Systèmes de purge des tubages de surface et migration des gaz : Dans certains puits, les liquides du gisement avoisinant pénètrent dans les tubages de surface. Selon le puits, les liquides sont recueillis, scellés dans le tubage, brûlés par torchage ou évacués. Les émissions des liquides évacués sont estimées dans cette section. Dans certains puits, en particulier dans la région de Lloydminster (Alberta), du gaz peut s'échapper à l'extérieur du puits à cause d'une fuite dans la colonne d'extraction ou d'une zone gazière dans laquelle on a pénétré sans l'exploiter. On a estimé les émissions du gaz qui s'échappe à la surface par les couches avoisinantes.

Raffinage : Il y a trois grandes sources d'émissions fugitives des raffineries : les émissions des procédés, les émissions fugitives et les émissions de torchage. Les émissions des procédés découlent de la production d'hydrogène ainsi que des conduites d'évacuation. Les émissions fugitives sont le fait des fuites des équipements, du traitement des eaux usées, des tours de réfrigération, des citernes de stockage et des opérations de chargement. Les émissions attribuables au torchage résultent de la combustion des gaz de combustion dangereux (comme les gaz corrosifs) et des gaz combustibles (gaz naturel). Les émissions de GES attribuables à la combustion de combustibles à des fins énergétiques sont déclarées à la rubrique Industries énergétiques.

Production de pétrole non classique

Cette catégorie englobe les émissions des installations d'extraction de sables bitumineux à ciel ouvert, de l'extraction *in situ* du bitume et de la valorisation du pétrole/bitume lourd en vue de produire du bitume, du pétrole brut synthétique et d'autres produits dérivés destinés à la vente. Les émissions fugitives sont avant tout attribuables à ces facteurs : production d'hydrogène; désulfuration des gaz de combustion (DGC); évacuation et torchage; fuites lors du stockage et de la manutention; fuites fugitives des équipements; et CH₄ provenant des mines à ciel ouvert et des bactéries méthanogènes dans les bassins de décantation des résidus miniers.

Les émissions résultant de l'action des bactéries méthanogènes dans les bassins de décantation continuent d'être étudiées par les exploitants. On estime qu'avec l'adoption prévue de nouvelles techniques de récupération du bitume, les hydrocarbures plus légers dans le flux de déchets des procédés actuels diminueront, et que les émissions baisseront en proportion.

Distribution du gaz naturel

Le réseau de distribution du gaz naturel reçoit du gaz à haute pression à l'entrée du réseau de transport et le distribue aux consommateurs par son réseau local de gazoducs. Les principales sources d'émission sont les opérations de dégazage des stations durant l'entretien, qui sont à l'origine de près de la moitié des émissions.

3.3.2.2 Questions de méthodologie

Production pétrolière et gazière classique

Secteur amont de la production de pétrole et de gaz

Les émissions fugitives du secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière classique sont basées sur une étude de l'industrie, réalisée par l'ACPP et intitulée *A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H2S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry (CAPP, 2005a)*. On trouve une description de la méthode complète dans les volumes 1, 3 et 5 du rapport.

Pour l'an 2000, on a répertorié les émissions de plus de 5 000 installations. Ces émissions ont ensuite été extrapolées à environ 370 000 sources primaires attribuables au torchage, à l'évacuation, aux fuites des équipements, aux rejets de CO₂ des gisements, aux pertes durant le stockage, aux pertes durant le chargement et le déchargement, et aux rejets accidentels. Le réseau de gaz naturel, la production et la transformation du gaz étant considérés comme faisant partie de l'industrie pétrolière d'amont, les émissions de ces segments ont été incluses ici.

Une foule de données ont été recueillies et utilisées pour l'étude, notamment diverses données sur les activités des installations, comme les procédés et les équipements. Les coefficients d'émission de l'étude proviennent de diverses sources : rapports publiés, comme ceux de l'EPA (1995a, 1995b), données fournies par les fabricants d'équipements, valeurs observées de l'industrie, débits d'évacuation mesurés, programmes de simulation et autres études de l'industrie. On trouvera une liste des coefficients d'émission utilisés dans le volume 5 du rapport sur le secteur amont de la production de pétrole et de gaz (CAPP, 2005a).

Les émissions fugitives relatives aux périodes 1990-1999 et 2001-2007 ont été extrapolées à partir des données annuelles sur les activités du secteur amont de la production de pétrole et de gaz classique et des résultats pour les émissions de l'an 2000. Les estimations de 1990-1999 et la

méthode sont présentées dans le volume 1 du rapport sur le secteur amont de la production de pétrole et de gaz. Un modèle d'extrapolation uniforme pour 2001 et au-delà a été conçu par Clearstone Engineering Ltd. pour établir les estimations annuelles des émissions de GES au niveau national et provincial. Les émissions des deux séries chronologiques ont été extrapolées à l'aide des données sur les émissions de l'an 2000 ainsi que des données annuelles sur la production et les activités pour les années qui s'y rapportent. On trouvera une description détaillée de la méthodologie utilisée dans l'étude sur le secteur amont de la production de pétrole et de gaz et le rapport d'extrapolation (CAPP, 2005b).

Transport du gaz naturel

Les émissions fugitives attribuables au transport du gaz naturel pour la période 1990-1996 proviennent de l'étude sur le secteur amont du pétrole et du gaz classique, intitulée *CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry* (CAPP, 1999). Cette étude adopte rigoureusement une approche de niveau 3 du GIEC pour estimer les émissions de GES. Les estimations des émissions fugitives pour 1997 et au-delà ont été extrapolées en se basant sur la longueur des gazoducs et les taux de fuite établis à partir des résultats de l'étude originale. On trouvera la méthode d'extrapolation à l'annexe 3.

Secteur aval de la production pétrolière et gazière

Les émissions fugitives des raffineries sont établies à partir de l'étude de l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP) intitulée *Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production*, préparée par Purvin & Gertz Inc. avec la collaboration de Levelton Consultants Ltd. (ICPP, 2004). Pour en savoir davantage sur cette étude, voir le rapport de l'ICPP. On a recueilli des données historiques sur les combustibles, l'énergie et les émissions auprès du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC) et des données pour les années 1990 et 1994 à 2002 directement auprès des raffineries. Les émissions fugitives, de torchage et d'évacuation pour les années 1991 à 1993 ont été interpolées, alors que les données sur les émissions de 2003 à 2007 ont été extrapolées à partir des données sur ces émissions qui figurent dans le rapport et des données sur la consommation d'énergie des raffineries de pétrole que l'on trouve dans le BDEEC de Statistique Canada (n° 57-003). On trouvera une description détaillée de la méthodologie utilisée pour estimer les émissions entre 1991 et 1993 et à partir de 2003 et au-delà dans l'annexe 3 du présent rapport.

Production de pétrole non classique

Les sources d'émissions de GES attribuables à la production pétrolière non classique englobent l'extraction des sables bitumineux, l'extraction du pétrole/bitume lourd; la valorisation du pétrole lourd et les établissements de cogénération intégrée. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction des sables bitumineux et à la valorisation du pétrole lourd proviennent de l'étude sur l'industrie du bitume intitulée *An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry : 1990 to 2003*, préparée par Clearstone Engineering Ltd. pour l'ACPP (CAPP, 2006). Cette étude est une compilation des émissions de GES des sociétés suivantes : Suncor Energy Inc., Syncrude Canada Limited, Shell Canada Limited, Husky Energy Inc. Les méthodes utilisées pour estimer les émissions fugitives des installations d'extraction de sables bitumineux in situ pour produire du pétrole/bitume destiné à la vente et de la valorisation du pétrole synthétique et d'autres produits proviennent de l'étude sur le secteur amont de la production de pétrole et de gaz de l'ACPP (CAPP, 2005a).

Clearstone Engineering Ltd. a revu les inventaires des installations afin de s'assurer que les estimations de chacune d'elles étaient complètes, exactes et transparentes. Les établissements ont apporté les corrections nécessaires et Clearstone Engineering Ltd. a dressé l'inventaire final du secteur du bitume. En général, chaque exploitant s'est servi de l'approche de niveau 3 du GIEC pour élaborer une méthode ascendante afin d'estimer ses émissions de GES. Lorsque des lacunes ont été relevées, Clearstone Engineering Ltd. a préparé des estimations et les a soumises à l'examen de chaque exploitant. Les études d'AQ/CQ et une analyse d'incertitude conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000) ont également été incluses dans l'étude.

Un modèle d'extrapolation a été mis au point pour permettre de faire des mises à jour annuelles des émissions fugitives provenant de l'extraction des sables bitumineux et des activités de valorisation du pétrole lourd pour 2004 et au-delà. Ce modèle a été élaboré à partir des paramètres et des résultats pertinents de l'étude originale sur l'industrie du bitume, de même que des données annuelles sur ses activités. Les données sur les activités utilisées dans le modèle sont publiées dans les ouvrages suivants : *ST43 : Mineable Alberta Oil Sands Annual Statistics* de l'agence Energy Resources Conservation Board (dans laquelle une partie de la commission Alberta Energy and Utilities Board a été intégrée en janvier 2008) et les statistiques en ligne (1998-2008) de l'Office national de l'énergie sur la production de pétrole brut et d'équivalents, *Estimated Production of Canadian Crude Oil and Equivalent*. Ces données sont mises à jour chaque année pour pouvoir servir aux estimations des émissions de GES. Pour obtenir une description détaillée de la méthodologie, on peut consulter l'étude sur l'industrie du bitume et le rapport d'extrapolation (Environnement Canada, 2007).

Distribution du gaz naturel

Les estimations relatives aux émissions proviennent d'une étude de l'Association canadienne du gaz (ACG) menée par Radian International (ACG, 1997), qui a estimé les émissions de l'industrie canadienne des gazoducs pour les années 1990 et 1995.

Les émissions de l'étude ont été calculées à partir des coefficients d'émission de l'EPA des États-Unis, d'autres sources publiées et d'estimations techniques.

Les données relatives aux activités qui figurent dans l'étude proviennent de sources publiées et d'enquêtes spécialisées auprès des compagnies de distribution de gaz. Les sondages avaient pour but d'obtenir des données sur les calendriers d'utilisation des équipements, les paramètres de fonctionnement des équipements, la longueur des gazoducs utilisés dans le réseau canadien de distribution, etc.

Des coefficients d'émission généraux ont été conçus pour le réseau de distribution en fonction des données de l'étude publiée par Statistique Canada (n° 7-205) (ACG, 1997) et de la longueur des gazoducs de distribution.

La méthode originale de l'étude équivaut à la méthode rigoureuse de niveau 3 du GIEC.

3.3.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Production pétrolière et gazière classique

Secteur amont de la production de pétrole et de gaz

Les émissions fugitives du secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière pour 2000 sont tirées directement de l'étude de l'ACPP sur le sujet (CAPP, 2005a). Les émissions relatives aux périodes

1990-1999 et 2001-2007 sont extrapolées à partir des données de 2000 et d'autres coefficients analysés ci-dessus. Le degré d'incertitude des émissions globales de 2000 (en éq. CO₂) est de ±1,5 %. Les degrés d'incertitude des émissions de 2000 (en éq. CO₂) pour l'industrie du pétrole et du gaz naturel sont indiqués dans le tableau 3-7 et le tableau 3-8, respectivement. Les degrés d'incertitude détaillés pour chaque gaz se trouvent dans le rapport sur le secteur amont de la production pétrolière et gazière.

Tableau 3-7 : Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de pétrole

Catégorie de source de GES	Degré d'incertitude (%)		
	Prospection pétrolière	Production de pétrole	Transport du pétrole
Torchage	±4,2	±2,3	±24,0
Émissions fugitives	-8,9 à +8,3	±7,4	-20,9 à +21,0
Évacuation	-38,4 à +30,4	-3,7 à +3,4	—
Total	-2,3 à +2,1	± 3,1	-16,7 à +16,8

Tableau 3-8 : Degré d'incertitude des émissions fugitives de l'industrie de production de gaz naturel

Catégorie de source de GES	Degré d'incertitude (%)
	Production/traitement du gaz
Torchage	-2,6 à +2,2
Émissions fugitives	-0,6 à +1,1
Autre	±1,7
Évacuation	-4,0 à +3,5
Total	±0,7

Source : CAPP (2005b).

Les degrés d'incertitude ont été établis au moyen de la méthode d'incertitude de niveau 1 qui figure dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Selon le guide, il y a trois sources d'incertitude : les définitions, la variabilité naturelle du procédé à l'origine des émissions et l'évaluation du procédé ou des quantités. Seules les deux dernières sources d'incertitude ont été prises en considération dans l'analyse, car on a présumé que les degrés d'incertitude liés aux définitions étaient négligeables, puisqu'ils sont maîtrisés par les procédures d'AQ/CQ. Le degré d'incertitude des émissions extrapolé est sans doute supérieur au degré d'incertitude des estimations des émissions du secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière en l'an 2000.

Secteur aval de la production pétrolière et gazière

Les données relatives aux émissions utilisées dans l'inventaire des émissions fugitives des raffineries pour les années 1990 et 1994 à 2002 sont directement tirées de l'étude de l'ICPP (2004). Les données pour les années 1991-1993, 2003-2007 reposent sur l'extrapolation des émissions provenant de cette étude. Le degré d'incertitude des données extrapolées est supérieur en raison du niveau de ventilation des activités. À des fins de comparaison, on a procédé à des analyses de niveau 1 et de niveau 2 du degré d'incertitude des coefficients d'émission et des données relatives aux activités pour établir le degré d'incertitude global du CO₂ en 2002 (ICPP, 2004).

Les résultats de ces analyses sont les suivants : pour l'analyse de niveau 1, le degré d'incertitude global était de $\pm 8,3$ %. L'analyse de niveau 2 a établi un degré d'incertitude global de ± 14 %. L'écart entre le degré d'incertitude des analyses de niveau 1 et de niveau 2 est sans doute attribuable au fort niveau de variabilité de certains des coefficients d'émission. Les résultats des analyses d'incertitude se trouvent au tableau 3-9.

Tableau 3-9 : Degré d'incertitude lié aux émissions fugitives du raffinage du pétrole

	Degré d'incertitude (%)			
	Global	À l'exclusion des gaz de combustion des raffineries	À l'exclusion des gaz brûlés	À l'exclusion des gaz de combustion et des gaz brûlés des raffineries
Niveau 1	$\pm 8,3$	$\pm 4,3$	$\pm 8,3$	$\pm 8,3$
Niveau 2	± 14	± 5	± 14	± 14

Production de pétrole non classique

Seules les estimations du degré d'incertitude au niveau des installations sont disponibles en ce moment. Clearstone Engineering Ltd. a effectué une évaluation de niveau 1 du GIEC sur le degré d'incertitude pour chaque installation; on peut trouver tous les détails sur l'évaluation dans le rapport de l'étude sur le bitume (CAPP, 2006) et le modèle d'extrapolation des émissions de bitume (Environnement Canada, 2007). Le plan d'amélioration de l'analyse du degré d'incertitude prévoit la définition d'une plage globale d'incertitude pour cette industrie.

3.3.2.4 AQ/CQ et vérification

Pour assurer l'exactitude des résultats de l'étude sur le secteur amont de la production de pétrole et de gaz classique (CAPP, 2005a), Clearstone Engineering Ltd. a suivi les procédures d'AQ/CQ suivantes. En premier lieu, tous les résultats ont été examinés à l'interne par du personnel chevronné pour s'assurer qu'il n'y avait pas d'erreurs, d'omissions ou de double comptabilisation. Le rapport a également été soumis à l'examen d'entreprises privées à qui l'on a demandé de formuler des remarques. Un deuxième niveau d'examen a été réalisé par le comité directeur du projet et par des experts désignés. En outre, dans la mesure du possible, on a comparé les résultats aux données de base antérieures et à d'autres inventaires industriels et nationaux. Les anomalies ont été vérifiées au moyen d'un examen des niveaux d'activité, des réformes apportées à la réglementation et des initiatives volontaires de l'industrie.

Des contrôles de la qualité de niveau 1 conformes aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000) ont été effectués sur les estimations de CO₂ et de CH₄ à pour les sous-catégories clés suivantes :

- industries du pétrole et du gaz naturel
- évacuation et torchage du pétrole et du gaz naturel.

Les contrôles de la qualité n'ont révélé aucune erreur mathématique importante. Les données, les méthodes et les changements relatifs aux activités de CQ sont illustrés et archivés sur support papier et électronique.

3.3.2.5 Recalculs

Raffinage du pétrole : On a effectué de nouveaux calculs des émissions fugitives des raffineries pour les années 2003 à 2006 en se servant des données actualisées de Statistique Canada sur la

consommation énergétique totale des raffineries. Ainsi, pour chaque année de déclaration, ces calculs ont eu pour effet d'augmenter d'environ 200 à 300 kt les émissions de CO₂.

Industrie amont du pétrole et du gaz : Diverses données d'activité provinciales des années 2000 à 2006 ont été modifiées dans le modèle d'extrapolation pour l'industrie amont du pétrole et du gaz à partir de données actualisées provenant de sources diverses, dont des publications de Statistique Canada et plusieurs rapports des gouvernements provinciaux et de l'industrie. Les données ont été modifiées pour améliorer l'exactitude de l'inventaire et assurer l'uniformité avec les données disponibles les plus à jour, ce qui a entraîné des changements mineurs aux estimations des émissions pour les années 2001 à 2006. De plus, on a corrigé l'intégration erronée au modèle de données d'activité du Yukon comme étant des données pour le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest pour les années 2004 à 2006, ce qui a légèrement modifié les estimations des émissions du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest pour ces années-là.

Outre les changements apportés aux données mentionnée ci-dessus, on a procédé à un changement méthodologique du modèle d'extrapolation de l'industrie amont du pétrole et du gaz qui touche les émissions d'évacuation de CO₂ du gisement provenant des puits de gaz naturel. Lors de son extraction des réservoirs souterrains, le gaz naturel contient une certaine quantité d'impuretés, dont le CO₂ (que l'on appelle CO₂ du gisement). La perte (d'extraction) de gaz naturel, telle qu'énoncée par Statistique Canada (2008), est une mesure des impuretés éliminées du flux de gaz naturel brut (p. ex. CO₂, H₂S, eau, liquides de gaz naturel) et des différences de lecture. Par le passé, le modèle d'extrapolation de l'industrie amont du pétrole et du gaz s'est fondé sur les changements de la nouvelle production brute du gaz naturel pour ventiler les émissions de CO₂ du gisement à partir de 2000 jusqu'à l'année en cours (voir l'annexe 3, section A3.1.2.1 pour de plus amples renseignements concernant la procédure de ventilation).

Le modèle d'extrapolation utilise maintenant la perte de gaz naturel pour ventiler les émissions de CO₂ du gisement, puisque les données sur la perte comprennent la quantité de CO₂ du gisement qui a été éliminée et évacuée, ce qui en fait une meilleure mesure des changements qui touchent les émissions de CO₂ du gisement que la nouvelle production brute. Par suite de cette modification, les émissions de CO₂ du gisement ont légèrement baissé dans l'ensemble à partir de 2001, comme le montre la figure 3-2.

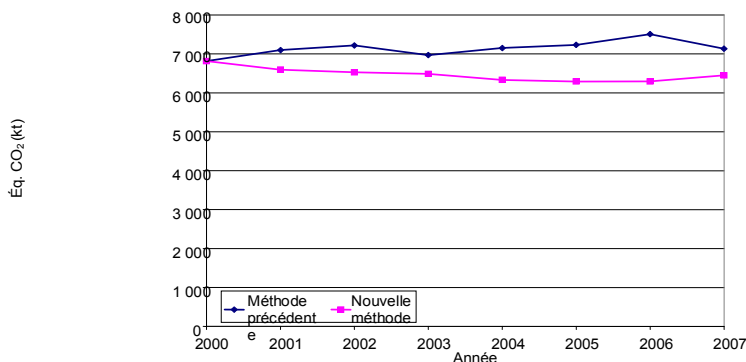


Figure 3-2 : Variation des émissions de CO₂ du gisement, 2001-2007

Extraction minière de bitume/sables bitumineux : L'erreur de transcription a été corrigée dans le modèle d'extrapolation de la production de pétrole non classique pour l'année 2006. Bien que l'erreur ait été d'un ordre de grandeur plus important que la valeur exacte, son incidence sur les estimations des émissions a été minime.

Transport et distribution du gaz naturel : On a effectué un nouveau calcul des émissions fugitives attribuables au transport et à la distribution du gaz naturel pour l'année 2006 à partir des données actualisées de la longueur des gazoducs de Statistique Canada (n° 57-205). Ces modifications ont légèrement modifié les estimations des émissions fugitives issues du transport et de la distribution du gaz naturel.

3.3.2.6 Améliorations prévues

Raffinage du pétrole : On prévoit modifier la méthodologie du modèle au cours des prochaines années de déclaration. Le modèle actuel calcule les émissions fugitives à partir de l'utilisation énergétique totale des raffineries mais, à l'avenir, il estimera les émissions d'après la quantité de production de la raffinerie.

Industrie amont du pétrole et du gaz : D'autres études seront menées pour affiner la méthode de ventilation des émissions de CO₂ du gisement à partir de la perte liée au procédé pour s'assurer de l'exactitude et de l'exhaustivité du modèle d'extrapolation de l'industrie amont du pétrole et du gaz.

Extraction minière de bitume/sables bitumineux : On prévoit réaliser une étude pour déterminer quelle serait la meilleure façon d'actualiser les estimations des émissions dans l'industrie de l'extraction des sables bitumineux et de la valorisation du pétrole, qui connaît un essor rapide, conformément aux priorités établies par suite des récents examens de l'équipe d'experts (EEE).

Transport et distribution du gaz naturel : On examinera la possibilité de modifier le modèle d'estimation des émissions produites par le transport et la distribution de gaz naturel pour y intégrer des coefficients d'émission plus à jour et résoudre les irrégularités relatives à la longueur et à l'utilisation des gazoducs.

3.4 Postes pour mémoire (catégorie 1.C du CUPR)

3.4.1 Combustibles de soute internationaux (catégorie 1.C.1 du CUPR)

Selon les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997), les émissions des combustibles vendus dans le cadre du transport maritime et aérien international ne doivent pas être comprises dans les totaux de l'inventaire national, mais déclarées séparément comme émissions des « combustibles de soute » ou des « combustibles de soute internationaux. » Historiquement parlant, dans l'inventaire canadien, les combustibles dont Statistique Canada affirmait qu'ils avaient été vendus à des transporteurs maritimes ou aériens immatriculés à l'étranger devaient être exclus des émissions totales de l'inventaire national.

Il est toutefois difficile de savoir si tout le carburant vendu au Canada à des transporteurs immatriculés à l'étranger est utilisé dans le cadre d'activités internationales de transport. Mais surtout, il est devenu clair que la totalité des combustibles vendus aux transporteurs immatriculés au Canada n'est pas consommée dans les limites du pays. La CCNUCC et le GIEC œuvrent actuellement à l'élaboration de lignes directrices plus claires au sujet des combustibles de soute, et

il se peut que des procédures statistiques modifiées soient nécessaires pour comptabiliser avec plus de précision les combustibles de soute.

3.4.1.1 Transport aérien (catégorie 1.C1.A du CUPR)

Les émissions (tableau 3-10) ont été calculées à l'aide des méthodes qui figurent à la rubrique Aviation civile (aviation intérieure) (voir la section 3.2.3.2). Les données sur la consommation de carburant sont attribuées aux compagnies aériennes étrangères dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003). Comme nous l'avons vu plus haut, on a adopté une méthode d'estimation de la proportion de carburant vendue aux compagnies aériennes nationales et utilisée dans le cadre de vols internationaux qui permet une ventilation plus exacte du carburant vendu aux transporteurs nationaux. Ces quantités supplémentaires ont pour effet d'augmenter la quantité de carburant vendue directement aux compagnies aériennes étrangères, et la somme représente le carburant total alloué au transport aérien international.

La méthode adoptée utilise les données sur les tonnes-kilomètres totales parcourues par toutes les compagnies aériennes canadiennes à l'échelle mondiale et classe les tonnes-kilomètres en internationales ou nationales. Cela a été retenu comme indicateur de la consommation de carburant en raison de sa corrélation acceptable (coefficient R2 élevé : 93,5 %) lorsqu'on connaît à la fois la consommation de carburant et les tonnes-kilomètres parcourues. Si l'on part de l'hypothèse que 69 % des tonnes-kilomètres internationales sont parcourues à l'aide de carburant acheté au Canada, on obtient la corroboration optimale avec les modèles SAGE et AERO2K, deux modèles de trajectoires de vol qu'utilisent respectivement les États-Unis et le Royaume-Uni.

Tableau 3-10 : Émissions de GES liées au transport aérien intérieur et international, 1990, 1995-2007

	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)													
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Combustibles de soute aviation (internationaux)	7,1	7,6	8,9	9,1	9,4	10,0	10,2	9,1	9,2	8,5	9,5	10,2	10,1	9,7
Aviation civile (nationale)	6,4	5,9	6,2	6,3	6,4	6,6	6,5	6,1	6,7	7,2	7,8	7,9	7,7	7,8
Total	13,4	13,4	15,0	15,4	15,8	16,6	16,7	15,3	15,9	15,7	17,4	18,1	17,8	17,6

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.4.1.2 Transport maritime (catégorie 1.C.1.B du CUPR)

Les émissions (Tableau 3-11) ont été calculées à l'aide des méthodes énumérées à la section Navigation (transport maritime intérieur) (voir la section 3.2.3.2). Les données sur la consommation de carburant sont attribuées au transport maritime étranger dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003).

Tableau 3-11 : Émissions de GES liées au transport maritime intérieur et international, 1990, 1995-2007

	Émissions de GES (Mt d'éq. CO ₂)													
	1990	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Combustibles de soute (internationaux)	3,1	3,4	3,2	3,1	3,9	3,5	3,6	3,8	2,9	1,7	2,0	2,0	1,8	2,1
Transport maritime (intérieur)	5,0	4,4	4,5	4,5	5,1	5,0	5,1	5,5	5,5	6,1	6,6	6,4	5,8	6,1
Total	8,2	7,8	7,7	7,7	9,0	8,5	8,7	9,3	8,4	7,8	8,7	8,4	7,6	8,3

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

3.4.2 Émissions de CO₂ attribuables à la biomasse

Conformément aux lignes directrices de la CCNUCC, le CO₂ émis par la combustion de biomasse qui sert à produire de l'énergie n'est pas compris dans les totaux du secteur de l'énergie, mais est déclaré séparément comme poste pour mémoire. Les émissions sont comptabilisées dans le secteur ATCATF où elles sont consignées comme une perte de biomasse forestière. Les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la combustion de combustibles à base de biomasse sont déclarées à la rubrique Combustion de combustibles dans les catégories voulues.

Une étude a été menée récemment à la demande d'Environnement Canada (TFIS Inc., 2008) afin d'établir une série chronologique qui représente la consommation apparente d'éthanol et de biodiesel par les transports au Canada. L'étude a eu pour effet de modifier l'ensemble de données sur l'éthanol pour la période de 1990 à 2006 et d'ajouter à l'inventaire de l'information sur la consommation de biodiesel.

Les émissions attribuables à la biomasse ont été regroupées en trois grandes sources : bois de chauffage résidentiel, déchets ligneux industriels et éthanol/biodiesel utilisé dans le secteur des transports.

3.4.2.1 Bois de chauffage résidentiel

Le bois de chauffage est une source de chauffage principal ou d'appoint dans de nombreux foyers canadiens. Sa combustion émet du CO₂, du CH₄ et du N₂O.

Le calcul des GES émis par la combustion de bois de chauffage résidentiel repose sur la quantité estimative de bois brûlé et les coefficients d'émission propres à cette technologie. Les données relatives à l'utilisation du bois de chauffage reposent sur l'inventaire des principaux contaminants atmosphériques (PCA) (Environnement Canada, 1999). On n'a pas utilisé les données de Statistique Canada et de RNCAN sur la consommation de bois de chauffage résidentiel, car elles semblent grandement sous-estimer la consommation de bois de chauffage (étant donné qu'une proportion importante du bois de chauffage brûlé au Canada ne provient pas de sources commerciales).

Les données sur la consommation de bois de chauffage ont été recueillies dans le cadre d'un sondage sur la consommation de bois de chauffage résidentiel en 1995 (Réalités canadiennes, 1997). Ces données ont été recueillies par province et regroupées selon cinq grandes catégories d'appareils :

3 ÉNERGIE (SECTEUR 1 DU CUPR)

1. Poêles à bois classiques

- Non hermétiques
- Hermétiques, dotés d'une technologie peu évoluée
- Générateurs de chauffage en maçonnerie

2. Poêles et poêles encastrés dotés d'une technologie évoluée ou d'un système catalytique

- Foyers dotés d'une technologie évoluée
- Poêles dotés d'une technologie évoluée
- Foyers avec système catalytique
- Poêles avec système catalytique

3. Foyers classiques

- Sans portes vitrées
- Avec portes vitrées non hermétiques
- Avec portes vitrées hermétiques

4. Appareils de chauffage

- Chaudières à bois

5. Autres appareils

- Autres matériel de chauffage au bois

Les données sur la consommation de bois de chauffage pour les autres années ont été extrapolées selon le nombre de foyers dans chaque province qui ont utilisé une source de chauffage principale ou d'appoint au bois (Statistique Canada, 1995) en 1995. Les coefficients d'émission pour le CO₂ sont tirés de l'étude réalisée à la demande d'Environnement Canada (ORTECH Corporation, 1994), qui présume une teneur en humidité de 50 %. Les coefficients d'émission de N₂O et de CH₄ de différents appareils de chauffage au bois proviennent du *supplément B* de l'AP-42 de l'Environmental Protection Agency des États-Unis (EPA 1996). Ces émissions sont comprises dans la rubrique de l'inventaire qui traite de la combustion de combustibles.

Pour calculer les émissions de GES, on a multiplié le volume de bois brûlé dans chaque appareil par les coefficients d'émission.

3.4.2.2 Déchets ligneux industriels

Le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003) ne contient qu'un nombre limité de données sur le bois de chauffage industriel et les liqueurs résiduelles. Les données de Statistique Canada relatives à 1990 et 1991 ont été regroupées pour les provinces de l'Atlantique, de même que pour les provinces des Prairies. Les données relatives à chaque province ont été obtenues au moyen d'une comparaison avec les données du BDEEC de 1992. Pour 1992, les données relatives à Terre-Neuve et à la Nouvelle-Écosse ont elles aussi été regroupées, mais il n'existait pas de données comparables autorisant la dissociation de ces provinces. Les émissions sont indiquées sous la Nouvelle-Écosse.

Les coefficients d'émission de CO₂ et de CH₄ du bois de chauffage industriel sont ceux qui sont attribués par l'EPA des États-Unis au bois de chauffage et aux déchets ligneux (EPA, 1996). Pour

ce qui est du CH₄, les coefficients d'émission ont été attribués à trois types de chaudières différentes; le coefficient d'émission utilisé dans l'inventaire canadien est la moyenne des trois.

Les coefficients d'émission de N₂O du bois de chauffage industriel sont ceux qui ont été attribués au bois de chauffage et aux déchets ligneux (Rosland et Steen, 1990; Radke *et al.*, 1991) (voir l'annexe 12).

Le coefficient d'émission de CO₂ attribuable à la combustion des liqueurs résiduelles a été établi d'après deux hypothèses :

1. la teneur en carbone des liqueurs résiduelles est de 41 % en poids.
2. 95 % du carbone est converti en CO₂.

Le coefficient d'émission (CE) a donc été calculé comme suit (Jaques, 1992) :

$$CE = 0,41 \times 0,95 \times \left(\frac{44 \text{ g/mol}}{12 \text{ g/mol}} \right)$$

$$CE = \frac{1,428 \text{ t CO}_2}{\text{t liqueurs résiduelles}}$$

Pour calculer les émissions, on a appliqué les coefficients d'émission aux quantités de biomasse brûlée. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont comprises dans le secteur manufacturier de l'inventaire.

3.4.2.3 Éthanol-carburant

Les quantités d'éthanol-carburant utilisé dans le secteur des transports sont présentées au tableau 3-12. Les propriétés de l'éthanol ont été établies en fonction de sa chimie et ont donné un PCS de 24,12 TJ/ML, une teneur en carbone de 52,14 % et une densité de 789,2 kg/m³.

Tableau 3-12 : Éthanol utilisé dans les transports au Canada, 1990-2007

Année	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Éthanol consommé (ML)	7	7	10	13	17	21	20	38	226	265	355	390	438	442	477	462	482	1110

L'éthanol-carburant a été adopté et modélisé comme s'il était mélangé à l'essence totale pour la ou les régions. La quantité totale de carburant disponible par province a été attribuée à chaque mode (véhicules routiers/hors route et classes de technologie de véhicule) selon le pourcentage de volume total d'essence calculé traditionnellement avec le MEMGES. Au lieu de corriger les coefficients d'émission de CH₄ et de N₂O en fonction de l'éthanol, le coefficient d'émission représentatif de l'essence a été appliqué selon le mode de transport et la classe de technologie. Les coefficients d'émission de CO₂ utilisés sont ceux qui reposent sur les caractéristiques chimiques réelles mentionnées plus haut et sur un taux d'oxydation de 99 %.

3.4.2.4 *Biodiesel-carburant*

Le biodiesel utilisé comme carburant dans les transports a été inclus pour la première fois dans le rapport de 2009. (Tableau 3-13). Les propriétés du biodiesel sont tirées d'une étude sur ce carburant qui a été menée entre 2004 et 2005 (BioMer, 2005). Le pouvoir calorifique supérieur (PCS) établi est de 35,18 TJ/ML, avec une teneur en carbone de 76,5 % et une densité de 882 kg/m³.

Tableau 3-13 : Biodiesel utilisé dans les transports au Canada, 1990-2007

Année	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Biodiesel consommé (ML)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1	2	2	2	29	43

Le biodiesel a été adopté et modélisé comme s'il était mélangé au pétrodiesel total pour la ou les régions. La quantité totale de carburant disponible par province a été attribuée à chaque mode (véhicules routiers/hors route, classe de technologie de véhicule et transport maritime intérieur) selon le pourcentage de volume total de pétrodiesel calculé traditionnellement avec le MEMGES. Au lieu de corriger les coefficients d'émission de CH₄ et de N₂O en fonction du biodiesel, le coefficient d'émission représentatif du pétrodiesel a été appliqué selon le mode de transport et la classe de technologie. Les coefficients d'émission de CO₂ utilisés sont ceux qui reposent sur les caractéristiques chimiques réelles mentionnées plus haut et sur un taux d'oxydation de 99 %.

3.5 *Autres questions*3.5.1 **Comparaison entre la méthode sectorielle et la méthode de référence**

On a comparé les résultats de la méthode de référence (MR) à ceux de la méthode sectorielle pour vérifier les données liées à la consommation d'énergie et aux émissions de CO₂ provenant de la combustion de combustibles fossiles (voir le tableau 3-13). Cette vérification couvre toute la période de 1990 à 2007, et fait partie intégrante des rapports présentés à la CCNUCC. On trouvera d'autres informations sur la méthode de référence dans l'annexe 4.

Lorsque les résultats de la MR sont comparés à ceux de la MS, la comparaison se traduit par des écarts importants, étant donné que la combustion totale que donne la MS ne comprend pas le CO₂ émis par les combustibles fossiles dans le cadre des utilisations à des fins non énergétiques des combustibles fossiles et des matières premières. Lorsqu'on compare directement les deux méthodes, on constate un écart de 5,12 à 8,93 % dans les émissions et de 9,5 à 10,7 % dans l'utilisation énergétique. Pour que les données énergétiques soient comparables, il faut utiliser la consommation apparente d'énergie, à l'exception de l'utilisation à des fins non énergétiques et des matières premières.

Au Canada, on utilise de grands volumes de combustibles fossiles dans des procédés industriels comme la production d'aluminium, d'ammoniac et d'éthylène et la sidérurgie. Les émissions découlant de ces opérations sont déclarées parmi les procédés industriels, tandis que les émissions de CO₂ produites par le torchage lors de la production et du traitement du pétrole et du gaz figurent à la section des émissions fugitives de l'industrie du pétrole et du gaz de la catégorie de l'énergie. En raison de ces écarts, la comparaison préétablie des émissions utilisée dans le tableau 1.A.(c) du CUPR ne convient pas au Canada, étant donné que ce tableau ne compare pas des sources d'émissions semblables.

Lorsqu'on corrige le volume d'énergie de la méthode de référence (MR) afin d'en exclure l'utilisation des combustibles à des fins non énergétiques, l'écart entre la méthode sectorielle (MS) et la méthode de référence (MR) rajustée se situe entre -3,39 % et -1,74 % quand les émissions totales se situent dans la plage de valeurs comprises entre -1,41 % et 1,76 %. On trouvera au tableau 3-14 4 un rapprochement des méthodes de référence et sectorielle ajustées.

Tableau 3-14 : Rapprochement de la méthode de référence et de la méthode sectorielle pour le Canada

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Méthode de référence (PJ)	7 184	7 065	7 276	7 309	7 533	7 714	7 966	8 135	8 217	8 491	8 836	8 777	8 906	9 192	9 182	9 022	8 869	9 396
Méthode sectorielle (PJ)	6 527	6 386	6 625	6 636	6 857	7 022	7 216	7 347	7 466	7 725	8 080	7 986	8 145	8 426	8 325	8 198	8 033	8 580
Pourcentage de différence non rajusté (%)	10,1	10,6	9,8	10,1	9,9	9,9	10,4	10,7	10,1	9,9	9,3	9,9	9,3	9,1	10,3	10,1	10,4	9,5
Méthode de référence rajustée, avec utilisation de combustibles fossiles et de matières premières à des fins non énergétiques (PJ)	6 413	6 263	6 481	6 485	6 702	6 891	7 087	7 213	7 320	7 585	7 950	7 826	7 949	8 209	8 103	7 921	7 772	8 289
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (MR-MS)MS	-1,74	-1,92	-2,17	-2,28	-2,26	-1,86	-1,78	-1,82	-1,96	-1,81	-1,62	-2,01	-2,40	-2,58	-2,67	-3,38	-3,25	-3,39
Méthode de référence (Gg CO ₂)	447 805	439 951	449 857	448 209	460 321	471 833	485 714	498 354	504 690	520 208	543 841	538 209	540 994	561 187	555 329	546 368	530 361	561 536
Méthode sectorielle (Gg CO ₂)	413 932	403 896	417 402	414 495	427 183	438 277	449 573	460 599	467 582	483 563	506 301	502 595	509 432	527 900	521 951	513 344	500 269	534 174
Pourcentage de différence non rajusté (%)	8,18	8,93	7,78	8,13	7,76	7,66	8,04	8,20	7,94	7,58	7,41	7,09	6,20	6,31	6,39	6,43	6,02	5,12
Méthode de référence rajustée, avec utilisation de combustibles fossiles et de matières premières à des fins non énergétiques (Gg CO ₂)	420 702	410 987	420 865	417 993	430 104	440 603	453 291	465 306	470 765	487 398	511 215	506 549	509 068	528 014	519 699	511 159	493 368	526 636
Pourcentage de différence rajusté - 100 % x (MR-MS)MS	1,64	1,76	0,83	0,84	0,68	0,53	0,83	1,02	0,68	0,79	0,97	0,79	-0,07	0,02	-0,43	-0,43	-1,38	-1,41

3.5.2 Matières premières et utilisation des combustibles à des fins non énergétiques

Les émissions attribuables à l'utilisation des combustibles dans le secteur de l'énergie sont celles qui découlent de la combustion des combustibles destinée à générer de la chaleur ou produire un travail. En plus d'être brûlés pour produire de l'énergie, les combustibles fossiles le sont aussi à des fins non énergétiques. Parmi les utilisations des combustibles fossiles à des fins non énergétiques figurent leur utilisation comme cires, solvants, lubrifiants et matières premières (notamment pour la fabrication des engrais, du caoutchouc, des matières plastiques et des fibres synthétiques). Les émissions attribuables à l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques sont comprises dans le secteur des procédés industriels, alors que les émissions résultant de l'utilisation de combustibles fossiles et du torchage par l'industrie du pétrole et de l'essence sont comprises dans le sous-secteur des émissions fugitives.

On trouvera au chapitre sur les procédés industriels (chapitre 4) une discussion sur l'utilisation de matières premières et l'utilisation à des fins non énergétiques de combustibles fossiles et des questions de méthodologie liées au calcul des émissions attribuables à cette source.

3.5.3 Stockage géologique du CO₂

Au Canada, on utilise du CO₂ anthropique comme agent d'injection dans la récupération assistée des hydrocarbures (RAH) pour accroître le volume d'extraction de pétrole brut dans deux gisements de pétrole en voie d'épuisement. Cette méthode a été employée pour la première fois en 2000 au site de l'EnCana à Weyburn et en 2005 au champ de pétrole Midale exploité par l'entreprise Apache dans le but d'allonger d'une trentaine d'années la durée de vie de ces réservoirs parvenus à maturité (Mourits, 2008). Ces entreprises achètent le CO₂ de la Dakota Gasification Company, située dans le Dakota du Nord (É.-U.), lequel est transporté par pipeline

jusqu'aux champs pétrolifères et combiné avec du CO₂ récupéré avant d'être réinjecté dans le réservoir. À l'heure actuelle, on injecte environ 2,8 Mt par année de CO₂ dans les champs de Midale et de Weyburn (Mourits, 2008). En février 2007, on avait utilisé plus de 9,5 Mt de CO₂ comme agent d'injection au site de l'EnCana à Weyburn.

L'utilisation du CO₂ comme agent d'injection dans les puits de production s'explique par le fait que ce gaz agit comme un solvant et contribue à augmenter la pression à l'intérieur du réservoir, ce qui facilite l'extraction des hydrocarbures emprisonnés dans le sol lors de la RAH. À une pression élevée, ce procédé permet également d'emprisonner le CO₂ dans les espaces vides précédemment occupés par les molécules d'hydrocarbures; c'est ce qu'on appelle le stockage géologique du CO₂.

Weyburn est à la fois un site d'injection de CO₂ dans la RAH et le site d'un programme d'étude d'envergure du stockage géologique du CO₂ dirigé par l'Agence internationale de l'énergie – Programme de R-D sur les GES (AIE GES) avec le soutien de diverses entreprises, d'instituts de recherche et de gouvernements. Les résultats de la modélisation et des simulations effectuées au cours de la première phase (de 2000 à 2004) du projet de stockage et de surveillance du CO₂ de l'AIE GES, administré par le Petroleum Technology Research Centre (PTRC), indiquent que plus de 98 % de CO₂ demeurera emprisonné dans le réservoir de Weyburn après 5 000 ans et seulement 0,14 % sera rejeté dans l'atmosphère (Mourits, 2008). Pour un complément d'information sur ces résultats, visiter le site Web du PTRC (www.ptrc.ca – voir PTRC 2004)

La dernière phase (de 2005 à 2011) du projet de recherche de l'AIE à Weyburn-Midale, telle que décrite sur le site Web du PRTC, sera axée sur les composants techniques et non techniques, dont le choix et la caractérisation du site, la stabilité des puits, la surveillance et la vérification, l'évaluation des risques, les aspects réglementaires, l'information et la sensibilisation du public et les politiques environnementales, afin d'élaborer un manuel de pratiques exemplaires pour les futurs projets de stockage géologique du CO₂.

3.5.4 Questions propres au Canada - Émissions liées à l'exportation des combustibles fossiles

Le Canada exporte une grande quantité de sa production de ressources fossiles, essentiellement vers les États-Unis. En 2007, il a exporté environ 63 % (valeur d'énergie équivalente) soit 45 % de sa production de gaz naturel et de pétrole brut. Les GES associés à cette production ont toujours été estimés selon une étude réalisée en 1997 par Environnement Canada. Cette étude, intitulée *Fossil Fuel Energy Trade & Greenhouse Gas Emissions* et préparée pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates (McCann, 1997), incorpore l'avis éclairé des auteurs et les données nationales sur l'énergie pour estimer de manière raisonnable les émissions de GES liées à la production de gaz naturel et de pétrole brut au Canada durant la période 1990-1995. Grâce aux résultats des émissions présentés dans l'étude, on a pu établir un rapport empirique entre ces émissions et l'énergie nette exportée associée aux volumes de pétrole brut et de gaz naturel, tels qu'ils sont consignés par Statistique Canada (n° 57-003).

Un nouveau modèle a été mis au point d'après la méthodologie de McCann (1997) et les données actualisées sur les activités et les émissions (Environnement Canada 2008) afin de réduire l'erreur due à l'extrapolation des émissions de 1990-1995 jusqu'à l'année courante. Cette nouvelle méthode utilise les modèles pré-existants qui servent actuellement à établir les estimations des émissions nationales ainsi que les données d'activité mises à jour chaque année provenant de diverses sources (Voir aussi le Sommaire).

Les émissions et les secteurs couverts par les estimations des deux principaux types de combustibles sont :

- *Gaz naturel* : Cette catégorie rend compte des émissions de GES propres à la production, à l'exploitation, à la transformation et au transport du gaz naturel. Elle englobe les émissions des systèmes de conservation du gaz des installations pétrolières (c.-à-d. les déshydrateurs, les compresseurs et les tubages connexes) et elle exclut les émissions que l'on peut attribuer à la manipulation, à la transformation (comme la stabilisation, le traitement ou le fractionnement) ou au stockage des LGN dans les installations gazières. Essentiellement, on ne tient compte que des sources qui ont pour but de produire du gaz naturel destiné à la vente. Les réseaux de distribution du gaz et les émissions de consommation en sont expressément exclus, étant donné qu'ils concernent la consommation de gaz domestique plutôt que les importations et exportations de gaz.
- *Pétrole brut* : Ici aussi, cette catégorie rend compte des émissions attribuables à la production, au traitement, au stockage et au transport du pétrole brut. Les émissions associées à l'évacuation et au torchage des gaz connexes ou dissous dans ces installations sont attribuées à cette catégorie. Les équipements qui servent à répondre aux besoins de pétrole sur place font partie du système pétrolier. Les systèmes de conservation du gaz qui recueillent les émissions dans un système de collecte des gaz sont attribués au système de gaz naturel.

À noter que les estimations absolues des émissions présentées ici sont assorties d'un degré d'incertitude élevé, qui peut atteindre 40 % ou même plus. En revanche, les estimations des tendances sont plus précises, et on peut les considérer comme représentatives.

4 Procédés industriels (secteur 2 du CUPR)

4.1 Aperçu

Les émissions de gaz à effet de serre sont produites lors de diverses activités industrielles sans rapport avec l'énergie. Les principales sources de ces émissions sont les procédés de production industrielle qui permettent la transformation chimique ou physique de matières. Ces procédés peuvent donner lieu au rejet de plusieurs gaz à effet de serre différents, notamment le CO₂, le CH₄, le N₂O et les PFC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Les halocarbures (HFC et PFC) et le SF₆ servent de charge d'alimentation pour certains procédés industriels, en plus d'être utilisés comme produits de remplacement de substances appauvrissant la couche d'ozone (SACO) dans diverses applications; ces émissions sont également incluses dans le secteur Procédés industriels.

Les émissions de GES imputables à la combustion de combustibles pour la production d'énergie destinée aux activités industrielles sont généralement attribuées au secteur Énergie. Dans certains cas, notamment celui de l'utilisation du gaz naturel pour la production d'ammoniac, il est difficile de faire la distinction entre les émissions dues à la consommation en tant que combustible pour produire de l'énergie et en tant que matière première pour réaliser le procédé industriel. Dans ces cas, si la majeure partie de la consommation est destinée au procédé industriel, les émissions sont attribuées au secteur des procédés industriels. Les émissions associées à l'utilisation du gaz naturel comme matière première dans les secteurs pétroliers d'amont et d'aval pour produire de l'hydrogène sont attribuées au secteur de l'énergie.

Parmi les procédés dont il est question dans le secteur des procédés industriels figurent la production et l'utilisation de produits minéraux, la production de métaux, la fabrication de produits chimiques, la consommation de SF₆, la production et l'utilisation d'halocarbures comme produits de remplacement des substances appauvrissant la couche d'ozone et d'autres procédés industriels ou procédés indifférenciés utilisant des combustibles fossiles à des fins non énergétiques.

Les émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de combustibles fossiles comme matières premières pour produire d'autres produits chimiques que l'ammoniac, l'acide nitrique et l'acide adipique sont déclarées au sous-secteur Autres procédés et procédés indifférenciés (section 4.16).

Les émissions indirectes (telles que celles des CO, COVNM et SO₂) résultant de procédés industriels comme l'asphaltage des toits et des routes, la production de pâtes et papiers et la production d'aliments et de boissons n'ont pas été estimées. Ces émissions, de même que les émissions indirectes de GES associées aux activités énergétiques, sont inscrites à l'annexe 14 de ce rapport d'inventaire national.

Comme l'illustre le

Tableau 4-1, les émissions de GES du secteur des procédés industriels ont contribué à 51,4 Mt de l'inventaire national des GES de 2007, contre 54,8 Mt en 1990. Elles ont représenté 6,9 % du total canadien de GES en 2007. Le chapitre 2 traite des principaux facteurs qui ont induit une baisse de 6,2 % par rapport au niveau de 1990 et de 5,8 % par rapport à celui de 2006 dans le secteur; les points saillants sont présentés ci-dessous.

Entre 1990 et 2007, les émissions de N₂O provenant de la production d'acide adipique ont baissé considérablement, de 86 % ou 9,23 Mt d'éq. CO₂ grâce à l'installation, en 1997, d'un système antipollution à l'usine d'Invista à Maitland, en Ontario. Les alumineries ont également diminué leurs émissions de PFC de 67 % ou 4,4 Mt d'éq. CO₂ en mettant en place des dispositifs antipollution, tout en augmentant de 97 % leur volume de production. La baisse de 89 % ou 2,55 Mt d'éq. CO₂ des émissions dues aux activités de fusion et de moulage du magnésium est attribuable à la fermeture d'une usine de moulage du magnésium au début de 2007 et au remplacement progressif du SF₆ par d'autres substances. Enfin, l'augmentation de l'intensité des émissions et de l'utilisation d'agents réducteurs autres que le coke dans l'industrie de la sidérurgie a entraîné une baisse des émissions de 15 % ou 1,0 Mt d'éq. CO₂ (à noter que les émissions découlant de l'utilisation d'agents réducteurs autres que le coke sont déclarées dans d'autres catégories de l'inventaire). Il convient également de noter que l'estimation des émissions de cette industrie en 1990 est inférieure à celle qu'on aurait normalement obtenue s'il n'y avait pas eu de grève. La baisse à long terme est en fait plus importante depuis 1991.

La réduction des émissions mentionnée ci-dessus a été en partie neutralisée par l'augmentation importante des émissions d'autres sources entre 1990 et 2007. Par exemple, les émissions attribuables à la consommation d'halocarbures ont augmenté de 875 % ou 4,4 Mt d'éq. CO₂ depuis 1995 en raison du remplacement progressif des SACO, telles que les chlorofluorocarbures (CFC), par les HFC. De plus, la demande croissante en produits pétrochimiques et chimiques et l'utilisation accrue d'agents réducteurs de remplacement dans l'industrie sidérurgique ont fait bondir la consommation de combustibles à des fins non énergétiques qui, à leur tour, ont contribué à l'augmentation de 63 % ou 5,1 Mt d'éq. CO₂ des émissions déclarées dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés. La croissance de la production d'aluminium a entraîné une hausse de 88 % ou 2,4 Mt d'éq. CO₂ des émissions de CO₂, en raison de la formation de CO₂ découlant de la réduction de l'alumine au moyen d'anodes au carbone, une réaction essentielle au procédé de production et dont les émissions sont difficiles à maîtriser. La hausse des émissions dues à la production de ciment s'explique par une augmentation de la demande entre 1990 et 2007. Dans le cas de la production d'ammoniac, les émissions ont augmenté de 25 % (1,2 Mt d'éq. CO₂) en raison de la croissance globale des activités agricoles.

Entre 2006 et 2007, la diminution globale de 5,8 % ou 3,2 Mt d'éq. CO₂ découle principalement des réductions d'émissions associées au sous-secteur des métaux. La réduction des émissions de l'industrie sidérurgique est due à la diminution de 22 % ou 1,7 Mt d'éq. CO₂ de l'utilisation du coke et à la baisse de 73 %, ou 0,88 Mt d'éq. CO de la production de magnésium en raison de la fermeture d'une usine. En revanche, les émissions dues à la production d'acide adipique ont augmenté du fait d'une défaillance mineure des dispositifs antipollution. Le sous-secteur des autres procédés et procédés indifférenciés montre aussi une légère hausse de 3,8 % des émissions en 2007, principalement attribuable à l'augmentation de la consommation de combustibles liquides cette année-là.

Tableau 4-1: Émissions de GES attribuables au secteur des procédés industriels, certaines années

Catégorie de sources de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Procédés industriels - TOTAL	54 800	54 600	51 400
a. Produits minéraux	8 300	9 600	9 400
<i>Production de ciment</i>	5 400	7 300	7 300
<i>Production de chaux</i>	1 800	1 600	1 600
<i>Utilisation de calcaire et de dolomite</i>	730	310	300
<i>Utilisation de carbonate de sodium</i>	210	170	170
<i>Utilisation de magnésite</i>	147	179	108
b. Industrie des produits chimiques	17 000	9 000	8 900
<i>Production d'ammoniac</i>	5 000	6 600	6 200
<i>Production d'acide nitrique</i>	1 010	1 230	1 130
<i>Production d'acide adipique</i>	11 000	1 200	1 500
c. Production de métaux	19 500	16 800	13 800
<i>Sidérurgie</i>	7 060	7 760	6 030
<i>Production d'aluminium</i>	9 300	7 700	7 300
<i>Production de magnésium</i>	2 870	1 200	320
<i>Moulage du magnésium</i>	236	190	200
d. Production et consommation d'halocarbures (des HFC et des PFC)	770	5 000	4 900
e. Utilisation de SF₆ dans le matériel électrique des services publics et les semi-conducteurs	1 500	1 500	1 200
f. Autres productions indifférenciées	8 000	13 000	13 000

Note : Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué. De plus, à cause des nombres arrondis, certaines baisses ou hausses légères d'émissions discutées dans le paragraphe précédent peuvent ne pas apparaître dans ce tableau.

L'estimation des incertitudes associées aux émissions totales de GES produites par ce secteur en 2001 (exclusion faite de la consommation d'halocarbures) sont de l'ordre de -7 % à +5 % (ICF Consulting, 2004). Comme des améliorations ont été apportées dans certaines catégories depuis la présentation de l'étude d'ICF Consulting, la plage globale d'incertitude des émissions du secteur est considérée comme prudente.

Pour faire en sorte que l'inventaire soit correctement dressé, les catégories clés, nouvelles et actualisées de ce secteur ont toutes subi des contrôles de qualité de niveau 1.

4.2 Production de ciment (catégorie 2.A.1 du CUPR)

4.2.1 Description de la catégorie de source

Du CO₂ se dégage durant la production de clinker, produit intermédiaire qui entre dans la composition du ciment. Du carbonate de calcium (CaCO₃) provenant du calcaire, de la craie ou d'autres substances riches en calcium et d'autres matières premières comme des silicates sont chauffés dans un four à haute température pour produire de la chaux vive, CaO et du CO₂. Ce procédé est appelé calcination ou calcinage. Il survient dans la partie du four dont la température est la plus basse (800-900 °C). On peut le représenter comme suit :



On combine alors la chaux à des matériaux contenant de la silice dans la partie du four à plus haute température (1 350-1 450 °C) pour produire du clinker (granules de couleur gris noir ayant

la taille de billes de 12 mm de diamètre). Le clinker est retiré du four, refroidi et pulvérisé, et on y ajoute du gypse pour faire du ciment Portland. Presque tout le ciment produit au Canada est du type Portland (ORTECH Corporation, 1994); son poids contient entre 60 et 67 % de chaux. Les autres ciments spécialisés ont une plus faible teneur en chaux, mais ils sont généralement utilisés en faibles quantités.

Les émissions de CO₂ découlant de la production de ciment sont directement proportionnelles à la teneur en chaux. Les émissions découlant de la combustion de combustibles fossiles pour produire la chaleur qui amorce la réaction dans le four sont attribuées au secteur de l'énergie et ne sont pas comptabilisées ici.

4.2.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions nationales de CO₂ résultant de la production de ciment, on a utilisé l'équation 3.1 des recommandations du GIEC (GIEC 2000) :

Équation 4-1:

$$\text{Émissions de CO}_2 = CE_{\text{clinker}} \times \text{Production de clinker} \times \text{Facteur de correction PFC}$$

où :

CE_{clinker}	=	coefficient d'émission basé sur la production de clinker, clinker kt CO ₂ /kt
Production Clinker	=	données sur la production de clinker, kt
Facteur de correction PFC	=	facteur qui corrige les pertes attribuables aux poussières des fours à ciment (PFC), fraction

Le CE_{clinker} par défaut du GIEC, qui s'élève à 0,5071 t de CO₂/t de clinker produit a été appliqué. Ce coefficient a été obtenu à partir d'un pourcentage moyen du contenu en CaO de 64,6 % et du rapport entre le poids moléculaire du CO₂ et celui du CaO dans la matière première, qui est de 0,785 (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Les recommandations du GIEC (GIEC, 2000) proposent d'appliquer un facteur de 1,02 (c.-à-d. l'ajout de 2 % au CO₂ calculé pour le clinker) comme facteur de correction PFC par défaut.

Les données sur la production de clinker entre 1990 et 1996 sont tirées du document intitulé *A Review of Energy Consumption and Related Data: Canadian Cement Manufacturing Industry, 1990 to 2004* (CIEEDAC, 2007), celles de la période de 1997 à 2004, d'un document de Statistique Canada (n° 44-001) et celles de 2005 à 2007, du tableau 303-0060 du CANSIM (Statistique Canada, 2008). L'application de l'équation 4-1 ci-dessus aux données sur la production de clinker est considérée comme une méthode de niveau 2.

Des données sur la capacité de production de clinker des cimenteries de tout le Canada ont été utilisées pour estimer les émissions provinciales ou territoriales de CO₂. Ces données, qui proviennent de l'Annuaire des minéraux du Canada (RNCAN), ont servi à calculer le pourcentage de la capacité nationale totale de production de clinker attribué à chaque province ou territoire. Les émissions de CO₂ à l'échelon provincial ou territorial ont été estimées en multipliant le pourcentage attribué à chaque province ou territoire par l'estimation des émissions nationales.

4.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Une nouvelle incertitude de niveau 1 a été élaborée sur la base des valeurs d'incertitude par défaut fournies par le GIEC (2006) à l'égard de divers paramètres de l'équation des émissions de CO₂.

Est également prise en compte l'erreur associée au taux d'absence de réponse à l'enquête de Statistique Canada par laquelle on recueille les données sur la production de clinker. L'incertitude de niveau 1 associée à la production de ciment est de $\pm 32\%$. L'utilisation du facteur de correction par défaut du GIEC pour la poussière des fours à ciment contribue principalement à l'incertitude dont l'évaluation est effectuée au moyen d'une méthode de niveau 1. Une évaluation de l'incertitude de niveau 2 devrait produire une valeur d'incertitude inférieure.

L'équation 3.1 des recommandations du GIEC (GIEC, 2000) a été systématiquement appliquée sur toute la série chronologique. Les sources des données sur les activités sont décrites à la section 4.2.2.

4.2.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Cette catégorie clé du secteur des procédés industriels a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'assurance et de contrôle de la qualité (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

Pour améliorer la qualité des données de cette catégorie, un processus d'AQ sera entrepris auprès de l'Association canadienne du ciment afin de recueillir des données sur la teneur en CaO du clinker et sur le facteur de correction pour la poussière des fours à ciment. On s'attend à ce que les résultats de cette AQ soient disponibles d'ici la production du rapport en 2010.

4.2.5 Recalculs par catégorie

Aucun nouveau calcul n'a été effectué pour cette catégorie.

4.2.6 Améliorations prévues par catégorie

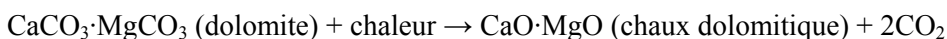
On prévoit tenir un examen de l'AQ, avec la participation de l'Association canadienne du ciment, afin de dégager les améliorations possibles à la méthodologie, aux facteurs d'émission et à l'incertitude dans cette catégorie.

4.3 Production de chaux (catégorie 2.A.2 du CUPR)

4.3.1 Description de la catégorie de source

La chaux calcinée, ou chaux vive, avec une teneur élevée en calcium ou de type dolomitique, se forme quand on chauffe du calcaire pour décomposer les carbonates. Comme dans la production de ciment, cela se fait généralement à des températures élevées dans un four rotatif, et le procédé de calcination dégage du CO_2 . Le calcaire à haute teneur en calcium (calcite) est transformé de la sorte à partir du calcaire extrait des carrières afin de produire de la chaux vive sous l'effet de la même réaction dont il est question à la section 4.2.1 sur la production de ciment.

Le calcaire dolomitique, qui est un mélange de calcite et de magnésite (MgCO_3), peut lui aussi être transformé à température élevée pour donner de la chaux dolomitique (et dégager du CO_2) par la réaction suivante :



De la chaux hydratée est produite par un procédé qui consiste à ajouter de l'eau à la chaux vive dans des conditions contrôlées.

Les émissions découlant de la régénération de chaux à partir de liqueurs résiduelles des usines de pâtes ne sont pas comptabilisées dans le secteur des procédés industriels. Étant donné que ce CO₂ est d'origine biogène, il est consigné comme fluctuation des stocks de carbone forestier dans le secteur ATCATF. Le CO₂ associé à l'utilisation de calcaire naturel pour la production de chaux dans l'industrie des pâtes et papiers est pris en compte dans la catégorie Utilisation de calcaire et de dolomite (section 4.4).

4.3.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de CO₂ résultant de la production de chaux, on est passé à une méthode de niveau 2 dans le rapport de 2009. Le Canadian Lime Institute a fourni des données sur la composition de la chaux et le contenu en eau de la chaux hydratée au Canada qui ont servi à élaborer les coefficients d'émission propres au pays pour la chaux à forte teneur en calcium et la chaux dolomitique.

Les données sur la production totale de chaux et la capacité de calcination des fabriques de chaux proviennent de l'*Annuaire des minéraux du Canada* (RNCAN). Pour une année donnée, les statistiques les plus récentes sur la production de chaux sont préliminaires et sujettes à révision dans les versions ultérieures. Les données sur la production de chaux ont été corrigées; on a soustrait le contenu en eau de la chaux hydratée à l'aide des données nationales sur la production de chaux hydratée et de la teneur en humidité de 28,25 %. De plus, les données corrigées sur la production de chaux ont été réparties selon la production de chaux à forte teneur en calcium et la production de chaux dolomitique, à l'aide des données sur la capacité de calcination des installations de production de chaux au Canada. On a ensuite calculé les émissions nationales de CO₂ en appliquant les coefficients d'émission canadiens aux données annuelles estimatives sur la production nationale de chaux, selon le type de chaux (annexe 12). On a encore une fois utilisé les données sur la capacité de calcination pour ventiler les émissions nationales de la production de chaux par province canadienne.

4.3.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Bien que les coefficients d'émission aient été mis à jour par rapport aux niveaux propres au pays, on ne connaît pas les incertitudes associées aux nouveaux coefficients d'émission. Par prudence, cette année, on a donc utilisé les valeurs des CE par défaut du GIEC et le facteur de correction de la chaux hydratée dans l'évaluation des incertitudes.

Le degré de l'incertitude associée à la production de chaux, déterminé dans le cadre de l'évaluation de niveau 1 fondée sur l'incertitude des données sur les activités a changé, passant de ± 21 % à ± 19 % à cause de la correction apportée à l'évaluation de l'incertitude de cette catégorie.

La provenance des données et la technique d'estimation utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.3.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Cette catégorie du secteur des procédés industriels a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Ces contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucune anomalie n'a été constatée.

4.3.5 Recalculs par catégorie

De nouveaux calculs ont été faits pour les estimations des émissions de 1990 à 2005 à la suite de la mise à jour d'un coefficient d'émission. L'estimation pour 2006 a été modifiée à cause de la mise à jour du coefficient d'émission et des données d'activité. Les estimations ont baissé (par rapport à celles du rapport précédent) de 0,61 à 0,70 % (ou de -0.01 à 0,013 Mt d'éq. CO₂).

4.3.6 Améliorations prévues par catégorie

On examine actuellement les incertitudes associées au coefficient d'émission propre au pays, afin de mieux refléter la qualité de l'estimation pour cette catégorie.

4.4 Utilisation de calcaire et de dolomite (catégorie 2.A.3 du CUPR)

4.4.1 Description de la catégorie de source

Le calcaire est une matière première de base utilisée dans un certain nombre d'industries. Outre sa consommation dans la production de ciment et de chaux destinés à la revente, il sert de matière première dans les verreries. Par ailleurs, on en utilise d'importants volumes comme castine dans les hauts fourneaux et dans les fonderies de métaux non ferreux. La dolomite peut également être utilisée dans les hauts fourneaux. La proportion de calcaire et de dolomite utilisée en sidérurgie varie selon la nature du minerai de fer et l'usage que l'on fait des scories qui en résultent. De plus, on utilise du calcaire dans d'autres secteurs, tels que les pâtes et papiers (pour la chaux d'appoint), la désulfuration des gaz de combustion et le traitement ou la neutralisation des eaux usées.

Étant donné que le calcaire à haute température est calciné en chaux dans ces industries, le CO₂ est produit par la réaction décrite à la section 4.2.1 sur la production de ciment.

Les émissions attribuables à l'utilisation de calcaire pour produire du ciment et de la chaux sont déclarées dans la catégorie de la production de ciment et de chaux. Ainsi, pour éviter une double comptabilisation, les émissions associées à l'utilisation de calcaire pour la production de ciment et de chaux ne sont pas incluses dans cette catégorie.

4.4.2 Questions de méthodologie

Les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de calcaire et de dolomite ont été calculées séparément au moyen de deux coefficients d'émission différents.

D'après la stoechiométrie du procédé, on a calculé que 440 g de CO₂ pouvaient être rejetés par kilogramme de calcaire pur utilisé. Toutefois, comme l'industrie canadienne n'utilise pas de calcaire pur, on a appliqué un coefficient de pureté de 95 %, ce qui a abouti au coefficient d'émission global de 418 g de CO₂/kg de calcaire utilisé (AMEC, 2006). Le facteur de pureté de 95 % provient d'un rapport préparé par le ministère du Développement du Nord et des Mines (1989) pour le ministère des Richesses naturelles de l'Ontario.

La dolomite se compose à la fois de calcaire (CaCO₃) et de magnésite (MgCO₃). Un important producteur canadien de dolomite affirme que sa dolomite contient entre 56 % et 58 % de CaCO₃ et entre 38 % et 41 % de MgCO₃. On a établi un coefficient d'émission global de 468 g de CO₂/kg de dolomite utilisée en fonction des coefficients d'émission du calcaire pur (440 kg de CO₂ par tonne) et de la magnésite (522 kg de CO₂ par tonne), et en partant de l'hypothèse que la dolomite se compose de 58 % de CaCO₃ et de 41 % de MgCO₃ (AMEC, 2006).

Les données sur l'utilisation de pierre brute dans les hauts fourneaux sidérurgiques, les fonderies de métaux non ferreux, les verreries, les usines de pâtes et papiers et les autres utilisations chimiques proviennent de l'*Annuaire des minéraux du Canada* (RNCan). Bien qu'il existait une valeur de la consommation nationale de pierre brute pour 2007, les données les plus récentes sur les activités concernant son utilisation dans chacun des secteurs pris en considération par RNCan portaient sur l'année 2006. On a établi la valeur de la consommation de pierre brute pour 2007 en comparant la consommation nationale de 2007 à celle de 2006, et en présumant que l'écart entre la consommation de 2006 à 2007 par secteur était proportionnel à celui de la consommation nationale. De plus, les données sur l'utilisation de la pierre dans les hauts fourneaux sidérurgiques ont été subdivisées en calcaire et en dolomite selon une répartition de 70/30 (AMEC, 2006). Pour estimer les émissions nationales de CO₂, on a multiplié les quantités de calcaire ou de dolomite consommées par les coefficients d'émission correspondants.

Cette méthode est considérée comme une méthode de niveau 2.

4.4.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On a estimé que les incertitudes globales associées aux émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de calcaire et de dolomite dans l'ensemble de la série chronologique variaient entre ±16 % et ±19 %. Ces incertitudes concernent principalement les données sur les activités : quantités de calcaire utilisées comme flux dans les hauts fourneaux et dans le cadre d'autres utilisations chimiques. Les autres incertitudes de cette catégorie proviennent du rapport 70/30 entre le calcaire et la dolomite appliqué à la quantité de pierre brute utilisée comme flux dans les hauts fourneaux (AMEC, 2006).

4.4.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Cette catégorie clé du secteur des procédés industriels a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués sont conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucune anomalie n'a été constatée.

4.4.5 Recalculs par catégorie

L'acquisition de données d'activité de 2006 révisées a entraîné un nouveau calcul de l'estimation des émissions qui a ainsi augmenté de 25 % ou 0,06 Mt d'éq. CO₂.

4.4.6 Améliorations prévues par catégorie

La partie des émissions de la sous-catégorie Autres utilisations chimiques, publiée dans l'*Annuaire des minéraux du Canada* (RNCan), a été estimée d'après les données sur les activités aux États-Unis. On prévoit améliorer ou raffiner cette estimation en utilisant les données sur les activités au Canada.

4.5 Production et utilisation de carbonate de sodium (catégorie 2.A.4 du CUPR)

4.5.1 Description de la catégorie de source

Le carbonate de sodium (Na₂CO₃) est une poudre alcaline granuleuse blanche utilisée comme matière première dans un grand nombre d'industries, notamment dans la fabrication du verre, la production de produits chimiques, la fabrication de savons et de détergents, les pâtes et papiers, la désulfuration des gaz de combustion et le traitement des eaux usées (AMEC, 2006). D'après

l'information sur le carbonate de sodium par secteur figurant dans une récente étude préparée pour Environnement Canada (AMEC, 2006) et dans la publication de Statistique Canada intitulée *Industries des produits minéraux non métalliques* (n° 44-250), il semble que le carbonate de sodium soit surtout employé au Canada dans l'industrie de fabrication des produits en verre. Du CO₂ est rejeté lorsque le carbonate de sodium se décompose à température élevée dans un four à verre.

Du CO₂ est également rejeté durant le procédé de Solvay qui sert à la production de carbonate de sodium. Toutefois, étant donné qu'il s'agit d'un élément nécessaire à l'étape de la carbonatation du procédé de production, il est généralement récupéré et recyclé pour être utilisé.

4.5.2 Questions de méthodologie

D'après le bilan massique du carbone, l'utilisation d'une mole de carbonate de sodium émet une mole de CO₂. Le coefficient d'émission (CE) correspondant à la masse de CO₂ émis est estimé d'après la stoechiométrie du procédé chimique comme suit :

Équation 4-2:

$$CE = \frac{(1\,000 \text{ g/kg}) \times (44,01 \text{ g CO}_2/\text{mole})}{(105,99 \text{ g Na}_2\text{CO}_3/\text{mole})} = 415 \text{ g CO}_2/\text{kg Na}_2\text{CO}_3$$

Pour calculer les émissions nationales de CO₂, on a appliqué le coefficient d'émission de 415 g de CO₂/kg aux données nationales sur la consommation de carbonate de sodium, en présumant que le carbonate de sodium utilisé au Canada était entièrement pur. Les quantités de carbonate de sodium utilisées ont été estimées selon les données sur les importations et les exportations. Le Canada a cessé sa production de carbonate de sodium en 2001. Avant cette année, on a présumé que la production correspondait à la capacité de l'unique usine de production de carbonate de sodium au Canada. Les données sur les importations et les exportations ont été obtenues des Global Trade Information Services (GTIS). Cependant, cet organisme n'a commencé à publier des données sur le commerce qu'en 1995; on a donc présumé que les données pour les années 1990 à 1994 étaient une moyenne de celles de 1995 à 2000.

Cette méthode est considérée comme une méthode de niveau 1, car elle repose sur l'utilisation des données nationales sur la consommation et sur un coefficient d'émission tiré de la stoechiométrie du procédé. Aucune méthode n'a encore été conçue pour estimer les émissions résultant de l'utilisation de carbonate de sodium à l'échelle provinciale ou territoriale. Les questions de méthodologie relatives au calcul des émissions de CO₂ résultant de l'utilisation de carbonate de sodium ne sont pas expressément abordées dans le guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000).

Le Canada ne produit pas, en ce moment, de carbonate de sodium. La seule usine qui en produisait à l'aide du procédé Solvay en 1996 a fermé ses portes en 2001. La majeure partie des émissions de CO₂ provenant de cette installation était récupérée en vue d'une réutilisation (tel que mentionné à la section 4.5.1), mais une partie du CO₂ a quand même pu être rejetée par les systèmes de purge des absorbeurs, des épurateurs et des appareils de distillation. Toutefois, le volume des émissions nettes attribuable à la production de carbonate de sodium serait négligeable au Canada (AMEC, 2006).

4.5.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux émissions imputables à l'utilisation de carbonate de sodium sont dues principalement aux données sur les activités, et elles étaient plus élevées pour la période 1990-1994. Les données sur les importations et les exportations de carbonate de sodium ne sont fournies par les Global Trade Information Services qu'à partir de 1995. Avant 1995, on a estimé à ± 23 % l'incertitude due aux données sur les importations et à ± 27 % celle associée aux données sur les exportations; à partir de 1995, l'incertitude des données sur les importations et les exportations est estimée à $\pm 2,0$ % (AMEC, 2006). Les valeurs de l'incertitude globale associée aux émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de carbonate de sodium dans l'ensemble de la série chronologique ont été mises à jour, passant d'une variation de ± 10 % à ± 14 % à une variation de ± 2 % à $\pm 9,5$ %. L'amélioration de la précision de la valeur de l'incertitude découle de la correction apportée au modèle d'incertitude pour cette catégorie, en éliminant un facteur inutile qui était inclus dans l'évaluation de l'incertitude des années précédentes.

4.5.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Les émissions de CO₂ dues à l'utilisation de carbonate de sodium ne constituaient pas une catégorie importante; toutefois, les vérifications de CQ de niveau 1 prévues dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6) ont été effectuées. Les contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucune anomalie n'a été constatée.

4.5.5 Recalculs par catégorie

L'estimation des émissions de 2006, recalculée à cause de la correction du modèle, a diminué de 0,001 %.

4.5.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration des estimations des émissions de CO₂ résultant spécifiquement de la production et de l'utilisation de carbonate de sodium n'est prévue.

4.6 Utilisation de magnésite (catégorie 2.A.7.2 du CUPR)

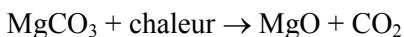
4.6.1 Description de la catégorie de source

La magnésite, ou carbonate de magnésium (MgCO₃), est un solide blanc argenté utilisé comme matière première dans la fabrication de divers produits, comme le métal magnésium (Mg) et la magnésie (MgO).

Du CO₂ est rejeté lorsque la magnésite est utilisée à l'étape du lessivage du procédé de production de magnésium, comme l'illustre l'équation suivante :



La magnésite peut également être transformée en hydroxyde de magnésium et en magnésie fripée qui sont utilisés dans la fabrication de métaux réfractaires (AMEC 2006). Du CO₂ se dégage avec la magnésie lorsque le carbonate de magnésium se décompose à haute température :



4.6.2 Questions de méthodologie

Pour calculer les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation de magnésite, on a élaboré un coefficient d'émission fondé sur la stoechiométrie des procédés et, comme la magnésite commerciale n'est pas pure à 100 %, sur une pureté fractionnelle de 97 % (AMEC, 2006). De 1990 à 2006, trois installations canadiennes ont déclaré avoir utilisé de la magnésite comme matière première, mais l'une d'entre elles ne déclare aucune utilisation de magnésite depuis 1992. Dans le *5e Bulletin de diversification stratégique* (SIDEX, 2004), l'une d'entre elles a déclaré une pureté fractionnelle de 97 % de la magnésite qu'elle utilisait, qui était extraite par la société mère. On a donc présumé que toutes les usines utilisaient de la magnésite ayant le même degré de pureté. Compte tenu de la pureté de cette magnésite, un coefficient d'émission global de 506 g de CO₂/kg a été utilisé pour en estimer les émissions de CO₂/kg.

Les données de 1990 à 2005, propres à chaque usine, sur l'utilisation de magnésite ont été fournies par le ministère de l'Énergie de la Colombie-Britannique (mines et ressources pétrolières) et par Environnement Canada (Région du Québec, Direction de la protection de l'environnement) (J. Banville)². Pour 2006 et 2007, l'estimation de la consommation de magnésite dans une des usines pour lesquelles il a été impossible d'obtenir des données a donné lieu à certaines hypothèses. Tout d'abord, on a calculé le ratio entre l'utilisation de magnésite et la production de magnésium pour chaque année de la période 1990-2005 (J. Banville)³. On a ensuite calculé la moyenne des ratios (Utilisation de magnésite/Production de magnésium). Enfin, on a multiplié cette moyenne par la production de l'usine pour 2006 et 2007 afin d'obtenir la quantité de magnésite utilisée durant ces années. Dans le cas de l'autre usine dont les données pour 2006 et 2007 n'étaient pas non plus disponibles, on a supposé que l'utilisation de magnésite était la même qu'en 2005. Pour obtenir des estimations des émissions nationales de ce sous-secteur, on multiplie les données de consommation (les données actuelles ou les estimations, selon l'année) par le coefficient d'émission mentionné plus haut.

Cette méthode est considérée comme une méthode de niveau 1, car elle repose sur l'utilisation des données nationales sur la consommation et sur un coefficient d'émission tiré de la stoechiométrie du procédé.

4.6.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes attribuables aux émissions de CO₂ dues à l'utilisation de magnésite pour l'ensemble de la série chronologique varient entre ±5 % et ±6 %. Les principales sources d'incertitude concernant la magnésite viennent de la fraction de pureté présumée de la magnésite utilisée dans deux des trois usines et aux données sur les activités (AMEC, 2006).

4.6.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Un contrôle de la qualité de niveau 1 a été effectué pour cette catégorie. Le contrôle était conforme aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucune anomalie n'a été constatée.

². Banville, J. 2006. Communication personnelle (courriel daté du 3 mars 2006), Environnement Canada, Direction de la protection de l'environnement, Région du Québec.

³. Banville, J. 2007. Communication personnelle (courriel daté du 4 octobre 2007), Environnement Canada, Direction de la protection de l'environnement, Région du Québec.

4.6.5 Recalculs par catégorie

Aucun nouveau calcul n'a été effectué pour cette catégorie.

4.6.6 Améliorations prévues par catégorie

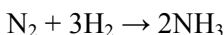
Aucune amélioration des émissions estimatives de CO₂ résultant spécifiquement de l'utilisation de magnésite n'est prévue.

4.7 Production d'ammoniac (catégorie 2.B.1 du CUPR)

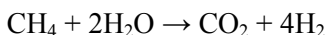
4.7.1 Description de la catégorie de source

À la température et à la pression standard, l'ammoniac (NH₃) se trouve à l'état gazeux. Il est toxique et corrosif, et son odeur est piquante. L'ammoniac utilisé dans le commerce est appelé « ammoniac anhydre » et doit être stocké sous pression ou à basse température pour demeurer liquide. On s'en sert principalement dans la fabrication d'engrais, d'explosifs et de polymères.

Pour produire de l'ammoniac anhydre, on a recours au procédé Haber-Bosch, dans lequel l'azote réagit au contact de l'hydrogène. La réaction (décrite ci-dessous) a lieu à haute température, en présence d'un catalyseur :

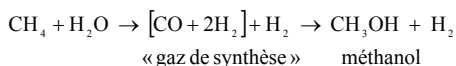


L'azote nécessaire est extrait de l'air; l'hydrogène est généralement obtenu par reformage catalytique du méthane à la vapeur présent dans le gaz naturel et de faibles quantités d'autres hydrocarbures. Ce procédé produit aussi du dioxyde de carbone comme sous-produit gazeux :



On extrait ensuite le CO₂ du gaz de procédé par absorption, habituellement à l'aide d'une solution de monoéthanolamine (MEA) ou de carbonate de potassium (K₂CO₃). Le principal rejet de CO₂ a lieu durant la régénération, en vue de la réutilisation, de la solution d'absorption riche en CO₂ par distillation à la vapeur ou ébullition. Le gaz de distillation, qui contient du CO₂ et d'autres impuretés, est ensuite rejeté dans l'atmosphère. Il peut aussi être transféré dans une usine d'urée située à proximité, où le CO₂ est récupéré et utilisé comme gaz d'alimentation. Comme le carbone ne sera stocké que pour une brève période, il n'y a pas lieu de tenir compte de la fixation intermédiaire du CO₂ dans les produits et procédés de fabrication en aval (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Dans la plupart des usines canadiennes de production d'ammoniac, les installations de reformage du méthane à la vapeur sont les éléments essentiels des opérations parce qu'elles peuvent fournir de l'hydrogène en quantités suffisantes pour soutenir une production d'ammoniac à grande échelle. Toutefois, certaines usines utilisent parfois de l'hydrogène généré comme sous-produit pour alimenter le procédé Haber-Bosch, ce qui élimine les rejets de CO₂ du procédé de production d'ammoniac. En d'autres termes, l'hydrogène nécessaire pour produire de l'ammoniac peut également être obtenu par d'autres moyens ne faisant pas appel au reformage du méthane à la vapeur sur place. Par exemple, dans les usines de méthanol, on prépare un gaz de synthèse, composé d'une partie de monoxyde de carbone et de deux parties d'hydrogène (CO + 2H₂), au moyen d'une variante du reformage du méthane à la vapeur. La réaction (décrite ci-dessous) produit un surplus d'hydrogène plus que suffisant pour produire du méthanol :



Ce surplus d'hydrogène est souvent purgé des usines de méthanol et utilisé dans des usines d'ammoniac situées à proximité. Les usines d'éthylène produisent également de l'hydrogène comme coproduit des fours de craquage dans la fabrication de l'éthylène et d'autres substances chimiques (p. ex. du propylène, du butadiène, etc.); cet hydrogène peut aussi être utilisé dans des usines d'ammoniac situées à proximité (Cheminfo Services, 2006).

4.7.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions résultant de la production d'ammoniac, on a multiplié la production d'ammoniac dégageant du CO₂ par un coefficient d'émission de 1,56 t de CO₂/t de NH₃ produit. Ce coefficient a été établi selon les besoins en énergie et en matériaux caractéristiques de la production d'ammoniac au Canada (Jaques, 1992). Les données sur la production dégageant du CO₂ utilisées pour le calcul provenaient directement des usines ou ont été estimées. La production des usines ayant utilisé le reformage du méthane à la vapeur, une activité qui cause des émissions de CO₂, mais dont les données n'étaient pas disponibles, a été estimée sur la base de la production déclarée et des données sur la capacité des autres usines ainsi que sur les statistiques nationales sur la production d'ammoniac. Quand elles étaient disponibles, les données sur la production et la capacité de production de 1990 à 2004 ont été réunies dans une étude menée par Cheminfo Services (2007); les données des années 2005 et 2006 sont celles qui ont été déclarées à la Division des GES d'Environnement Canada sur une base volontaire. Les données sur la production nationale d'ammoniac proviennent de la publication n° 46-002 de Statistique Canada.

La technique d'estimation (émissions = production d'ammoniac x coefficient d'émission) est une des méthodes par défaut suggérées dans les lignes directrices du GIEC - version révisée 1996 (IPCC/OECD/IEA, 1997). Il faut toutefois noter que le coefficient d'émission de 1,56 t de CO₂/t NH₃ produit est une valeur moyenne nationale et que, dans la mesure du possible, on a utilisé les données de production propres aux usines. Les questions de méthodologie relatives au calcul des émissions de CO₂ issues de la production d'ammoniac ne sont pas abordées expressément dans le guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000).

Il faut enfin signaler que la quantité de gaz naturel qui sert à produire de l'hydrogène dans la production d'ammoniac est consignée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations du gaz naturel à des fins non énergétiques. Par conséquent, pour éviter une double comptabilisation, on a soustrait les émissions de CO₂ dues à la production d'ammoniac des émissions totales de CO₂ attribuables à l'utilisation de combustibles à des fins non énergétiques déclarées dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

On trouvera à l'annexe 3 d'autres précisions sur la méthode de calcul utilisée.

4.7.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le rapport d'ICF Consulting (2004) indique une plage d'incertitude de -23 % à +55 % à l'égard de l'estimation des émissions de CO₂ dues à la production d'ammoniac. Cette valeur d'incertitude est jugée conservatrice pour les estimations de cette année en raison de l'amélioration apportée aux calculs depuis que l'étude sur l'incertitude a été réalisée. Par exemple, les valeurs de la production d'ammoniac ne faisant pas appel au reformage du méthane à la vapeur et les données sur les exportations d'urée utilisées pour estimer les émissions ont été mises à jour pour toutes les années, ce qui devrait atténuer le degré d'incertitude associé à cette catégorie. Il faudra procéder à

une analyse de sensibilité pour déterminer la contribution relative des données sur les activités et du coefficient d'émission au degré d'incertitude de cette catégorie.

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.7.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La production d'ammoniac était une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.7.5 Recalculs par catégorie

Aucun nouveau calcul n'a été effectué pour cette catégorie.

4.7.6 Améliorations prévues par catégorie

On fera des efforts pour déterminer les quantités de gaz naturel utilisées comme matière première et comme combustible dans la production d'ammoniac au cours des années et pour mettre à jour le coefficient d'émission.

4.8 Production d'acide nitrique (catégorie 2.B.2 du CUPR)

4.8.1 Description de la catégorie de source

L'acide nitrique (HNO₃) est un composé inorganique hautement corrosif et toxique utilisé principalement dans la fabrication des engrais commerciaux synthétiques. On l'utilise également pour produire de l'acide adipique et des explosifs, ainsi que pour la gravure sur métaux et le traitement des métaux ferreux (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

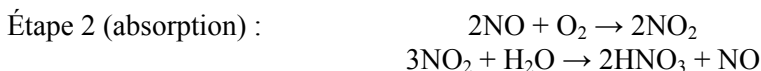
La production d'acide nitrique se fait en deux étapes : oxydation catalytique de l'ammoniac (NH₃) en dioxyde d'azote (NO₂), et formation d'acide nitrique par ajout d'eau au NO₂. Comme on le voit ci-dessous, la première étape est la réaction de l'ammoniac gazeux avec l'oxygène (de l'air) à haute température :



Les gaz chauds passent à travers un catalyseur fait de nombreuses couches de treillis métallique habituellement constitué de fils d'alliage (platine, palladium, or ou rhodium), et forment une surface à maillage fin. La réaction donne un mélange de monoxyde d'azote (NO), de dioxyde d'azote (NO₂) et de vapeur d'eau avec quelques traces d'oxyde de diazote (N₂O) et d'azote (N₂) (Cheminfo Services, 2006). Un excès d'oxygène convertit parfois le NO en NO₂. Les diverses étapes d'oxydation de l'azote en condition de réduction produisent du N₂O. Plus précisément, le NO, un intermédiaire dans la production de l'acide nitrique, peut facilement se décomposer en N₂O et en NO₂, sous haute pression, à une température variant de 30 à 50 °C (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Lors de la deuxième étape du procédé de fabrication, on ajoute de l'eau au sommet d'une tour d'absorption pour hydrater le NO₂ et épurer les gaz. Comme on le voit ci-dessous, l'hydratation du

dioxyde NO₂ refroidi donne une solution à 60-65 % d'acide nitrique, qui est soutiré à la base de la tour. Pour compléter la conversion du monoxyde d'azote (NO) en dioxyde d'azote (NO₂), on introduit un surplus d'air (oxygène) dans le plateau du bas de la tour d'absorption. Le NO₂ qui se forme est également absorbé.



Comme la réaction d'hydratation est exothermique, les tours d'absorption doivent être refroidies; certaines d'entre elles sont équipées d'un circuit de refroidissement sur chaque plateau. Le rendement de conversion typique en monoxyde d'azote est de 93 % lorsqu'on utilise un catalyseur frais pour la réaction. À mesure que le catalyseur vieillit et se dégrade, la conversion peut baisser autour de 90 %. Les gaz résiduels qui sortent de la tour d'absorption sont surtout de l'azote, une faible concentration d'oxygène et des traces d'oxyde de diazote (N₂O), de monoxyde d'azote (NO), de dioxyde d'azote (NO₂) et d'autres NO_x. La concentration de N₂O dans les gaz d'échappement dépend du type d'usine et de ses dispositifs antipollution (Cheminfo Services, 2006).

Il y a deux grands types de méthodes pour produire de l'acide nitrique : la méthode à haute pression et la méthode à double pression. Les deux technologies sont utilisées dans les usines de production d'acide nitrique au Canada. La méthode à *haute pression*, couramment utilisée en Amérique du Nord, applique une pression unique pendant toute la durée de la réaction et les étapes d'absorption. Les installations qui utilisent ce procédé peuvent fonctionner avec un système de réduction catalytique non sélectif (RCNS) ou un système de réduction catalytique (SRC). Les systèmes antipollution sont dits « non sélectifs » quand du gaz naturel est utilisé comme agent réducteur de tous les NO_x. En revanche, un système de réduction catalytique « sélectif » (SRC) utilise de l'ammoniac, qui réagit sélectivement avec le NO et le NO₂, mais pas avec le N₂O (d'où un coefficient d'émission plus élevé pour le N₂O). La plupart des usines canadiennes ont recours au procédé à haute pression et disposent d'une technologie RCNS (Cheminfo Services, 2006).

Le deuxième type de technologie de production d'acide nitrique, la méthode à *double pression*, a été mis au point en Europe. Il s'agit d'une technologie plus ancienne qui utilise une faible pression pour l'étape de réaction et une pression plus élevée à l'étape d'absorption. Pour obtenir une meilleure efficacité à l'étape de l'absorption, les installations à double pression peuvent « accroître la hauteur » de la tour en ajoutant des plateaux. C'est ce que l'on appelle, au Tableau 4-2 une « absorption de type 1 ». Autrement, les installations peuvent aménager une deuxième tour afin de permettre une « double absorption », dite « absorption de type 2 » (Cheminfo Services, 2006).

4.8.2 Questions de méthodologie

Les données à l'appui de l'estimation des émissions de N₂O dues à la production d'acide nitrique de 1990 à 2004 ont été réunies dans le cadre d'une étude menée pour le compte d'Environnement Canada (Cheminfo Services, 2007); les données de 2005-2006 sont celles qui ont été déclarées à la Division des GES d'Environnement Canada sur une base volontaire. Les données recueillies ont été utilisées dans la méthode hybride d'estimation des émissions propre au pays. Cette méthode, axée sur les extrants, se fonde sur les données suivantes :

1. les données et les coefficients d'émission de production propres à l'usine (c.-à-d. la méthode de niveau 3), lorsqu'ils sont disponibles auprès des compagnies

2. des données de production propres à l'usine et des coefficients d'émission spécifiques à la technologie de production qui correspondent à des moyennes nationales (c.-à-d. la méthode de niveau 2), lorsque les coefficients d'émission propres à l'usine ne sont pas disponibles
3. des données estimatives sur la production et des coefficients d'émission nationaux moyens propres à la technologie (c.-à-d. la méthode de niveau 1), lorsqu'on ne possède que peu ou pas de données propres à l'usine.

Dans ces trois scénarios, l'équation appliquée était la suivante :

Équation 4-3:

$$\text{Émissions N}_2\text{O (t)} = \text{Coefficient d'émission basé sur la production (kg N}_2\text{O/t HNO}_3\text{)} \times \text{Production (kt HNO}_3\text{)}$$

Pour estimer les émissions selon les scénarios 2 et 3, on a d'abord déterminé les types de procédés de production et la technique antipollution utilisés dans l'usine. La production déclarée ou estimée a ensuite été multipliée par le coefficient d'émission correspondant. Les coefficients d'émission typiques de l'industrie ont été obtenus de l'Institut canadien des engrais au début des années 1990 (G. Collis, 1992)⁴. Ils ont été confirmés de nouveau, selon le cas, par des représentants de l'industrie au cours de l'étude réalisée dernièrement. Les recommandations du GIEC (GIEC, 2000) donnent aussi un autre coefficient d'émission typique de l'industrie, qui a été confirmé lors de la même étude (Cheminfo Services, 2006). Le Tableau 4-2 ci-dessous présente sommairement les coefficients d'émission typiques de l'industrie par type de procédé et de dispositif antipollution.

Tableau 4-2: Coefficients d'émission typiques de l'industrie de l'acide nitrique

Type de procédé de production	Type de dispositif antipollution	Coefficient d'émission (kg N ₂ O/t HNO ₃)	Source des données
Double pression	Absorption renforcée de " type 1 "	9,4	(Lettre de G. Collis, 1992) ³⁵
Double pression	Absorption renforcée de " type 2 "	12	(Lettre de G. Collis, 1992) ³⁶
Haute pression	RCNS	0,66	(Lettre de G. Collis, 1992) ³⁷
Haute pression	RCS	8,5	GIEC (2000)

Lorsque les données de production de certaines usines n'étaient pas disponibles, on a estimé la production en se basant sur les données nationales (Statistique Canada, n° 46-002), les données de production déclarées et les données sur la capacité de production des autres installations. Plus précisément, la somme de toute la production déclarée par les compagnies a été déduite de la production nationale totale (Statistique Canada, n° 46-002) pour obtenir la production nationale *non déclarée* d'acide nitrique. Cette dernière a ensuite été allouée selon les capacités des usines non déclarantes pour obtenir des valeurs estimatives de leur production. La production *estimée* a été multipliée par ce qu'on croyait être le meilleur coefficient d'émission typique de l'industrie pour obtenir une estimation des émissions provenant des usines pour lesquelles on ne possédait

⁴. Collins, G. Communication personnelle (lettre date du 23 mars 1992). L'Institut canadien des engrais.

³⁵

³⁶

³⁷

que peu de données, sinon aucune. Pour la période 1990-2004, les données brutes sur les activités et les coefficients d'émission propres aux usines (le cas échéant) utilisés pour estimer les émissions ont été recueillis lors de l'étude Cheminfo (2006). Pour 2005-2007, les données utilisées sont celles qui ont été déclarées à la Division des GES sur une base volontaire par les compagnies.

Enfin, les estimations des émissions de N₂O (par usine) ont été additionnées soit toutes ensemble pour donner une estimation nationale des émissions, soit par province pour donner une estimation provinciale des émissions.

4.8.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

La plage d'incertitudes de l'étude d'ICF Consulting pour cette catégorie ne s'applique plus, car la méthode d'estimation des émissions a été révisée dans l'étude de Cheminfo Services (2006). Les données mises à jour et l'information provenant de cette étude et du processus de soumission volontaire de données ont permis de réduire l'incertitude dans cette catégorie. D'après l'évaluation de l'incertitude de niveau 1 (réalisée par Cheminfo Services sur les données de 1990 à 2004 et par la Division des GES pour celles de 2005-2007), l'incertitude attribuable aux estimations de 1990 à 1998 était de $\pm 8\%$ et celle des estimations de 1999 à 2007, de $\pm 7\%$.

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.8.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La production d'acide nitrique est une catégorie qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles.

4.8.5 Recalculs par catégorie

Aucun nouveau calcul n'a été effectué à l'égard de cette catégorie.

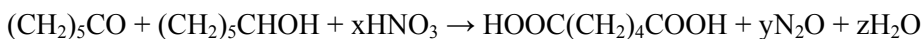
4.8.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration n'est actuellement prévue pour cette catégorie.

4.9 Production d'acide adipique (catégorie 2.B.3 du CUPR)

4.9.1 Description de la catégorie de source

L'acide adipique (HOOC(CH₂)₄COOH) est un acide dicarboxylique utilisé principalement dans la fabrication de nylon 66, de résines et de plastifiants. On le fabrique au moyen d'un procédé d'oxydation en deux étapes. La première consiste à oxyder du cyclohexane ou du cyclohexanone pour former un mélange de cyclohexanone ((CH₂)₅CO) et de cyclohexanol ((CH₂)₅CHOH). Ce mélange est ensuite oxydé à l'aide d'une solution d'acide nitrique à 50-60 % en présence d'un catalyseur (p. ex. du vanadium ou du cuivre) pour former de l'acide adipique. Ce procédé donne du N₂O comme sous-produit au cours de la seconde réaction d'oxydation, comme on le voit ci-dessous :



Les émissions de N₂O de ce procédé de fabrication dépendent à la fois des quantités produites et de la quantité qui peut être détruite par les dispositifs antipollution. Lorsque ces dispositifs ne sont pas installés dans l'usine, le N₂O produit est généralement rejeté dans l'atmosphère dans le flux de gaz résiduels. La production d'acide adipique donne aussi lieu à des émissions de CO₂, de CO et de NO_x (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Ces émissions de GES indirects ne sont pas couvertes dans la présente section, mais plus en détail à l'annexe 14.

La société Invista Canada, autrefois Dupont Canada, située à Maitland, en Ontario, exploite la seule usine de production d'acide adipique au Canada. La société a considérablement réduit ses émissions de N₂O depuis 1997, année où elle a mis en place un système catalytique antipollution de limitation des émissions de N₂O avec un système de surveillance des émissions.

4.9.2 Questions de méthodologie

Les estimations des émissions attribuables à la production d'acide adipique ont toujours été fournies par Invista. Pour la période 1990-1996, avant que le dispositif antipollution soit installé, on a estimé les émissions en multipliant la production d'acide adipique par un coefficient d'émission de 0,3 kg de N₂O/kg d'acide adipique.

Tel que mentionné plus haut, Invista a installé en 1997, pour limiter ces émissions de N₂O, un dispositif antipollution (DAP) équipé d'un système de surveillance des émissions en continu à la sortie du dispositif. Depuis, la méthode d'estimation des émissions qu'utilise la société est la suivante :

Équation 4-4:

$$\text{Émissions totales (t)} = \text{Émissions de N}_2\text{O DAP (t)} + \text{Émissions de N}_2\text{O non-DAP (t)}$$

Le premier terme représente les émissions produites lorsque le dispositif antipollution fonctionne et le second, les émissions produites lorsqu'il *ne* fonctionne *pas*.

Émissions de N₂O DAP :

Équation 4-5:

Émissions de N₂O DAP (t) =

$$\left(\text{Production (t)} \times \left(\frac{0,3 \text{ t N}_2\text{O}}{\text{t acide adipique}} \right) \times (1 - \text{Efficacité de la destruction}) \times (\text{Ratio d'utilisation du dispositif antipollution}) \right)$$

où :

L'efficacité de la destruction est déterminée en fonction de la différence entre la quantité de N₂O qui entre dans le dispositif antipollution et celle qui en sort. Il s'agit d'une moyenne mensuelle calculée au moyen de valeurs enregistrées par des analyseurs situés à l'entrée et à la sortie du dispositif. Le taux cible d'efficacité de la destruction instantanée est de 97 %.

Le ratio d'utilisation du dispositif antipollution = le nombre d'heures durant lequel le N₂O passe par le dispositif divisé par la durée totale d'exploitation.

Émissions de N₂O non-DAP :

Équation 4-6:

$$\text{Émissions de N}_2\text{O non - DAP (t)} = (\text{Production (t)}) \times \left(\frac{0,3 \text{ t N}_2\text{O}}{\text{t acide adipique}} \right) \times (1 - \text{Ratio d'utilisation du dispositif antipollution})$$

Il importe de souligner que l'appareil de surveillance en continu et en direct des émissions n'a jamais été utilisé pour surveiller directement les émissions nettes de N₂O car l'analyseur ne peut mesurer avec exactitude que des concentrations relativement faibles de N₂O et uniquement lorsque le réacteur fonctionne et élimine le N₂O. L'analyseur est incapable de mesurer toute la gamme de concentrations de N₂O qu'on peut trouver dans une cheminée. La concentration de N₂O peut varier d'un seuil nominal de 0,3 %, lorsque le flux sort du dispositif antipollution, à un plafond nominal de 35-39 % de N₂O, lorsque le flux ne passe pas par le dispositif. Lorsque le dispositif est contourné, aucun N₂O n'est éliminé et l'analyseur n'enregistre pas les émissions de N₂O dans la cheminée (Cheminfo Services, 2006).

Les méthodes de calcul utilisées pour estimer les émissions pour les périodes 1990-1997 et 1998-2007 sont, en gros, identiques aux méthodes par défaut présentées dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000) et dans les lignes directrices du GIEC - version révisée 1997.

4.9.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Selon le rapport d'ICF Consulting (2004), l'estimation des émissions de N₂O résultant de la production d'acide adipique en 2001 affiche un degré d'incertitude de ±2 %, ce qui reflète l'aspect aléatoire du degré d'incertitude lié à la surveillance et aux comptes rendus des émissions. Les résultats de l'évaluation de l'incertitude de niveau 2 de l'ICF Consulting s'appliquent à l'estimation de 2007 pour cette catégorie. Une évaluation de l'incertitude de niveau 1 a également été effectuée lors de l'étude de Cheminfo Services (2006).

La provenance des données demeure cohérente sur la série chronologique, mais la méthodologie a évolué avec les années, comme on l'a mentionné à la section Questions de méthodologie.

4.9.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La production d'acide adipique est une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.9.5 Recalculs par catégorie

Il n'y a pas eu de nouveaux calculs importants des émissions de N₂O résultant de la production d'acide adipique.

4.9.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration spécifique à cette catégorie n'est actuellement prévue.

4.10 Sidérurgie (catégorie 2.C.1 du CUPR)

4.10.1 Description de la catégorie de source

Le fer brut (gueuse de fer) s'obtient par la réduction, dans un haut fourneau, des minerais d'oxyde de fer; le carbone du coke ou d'autres matières carbonées agit alors comme agent réducteur. Dans la plupart des fours de fusion, la réduction est facilitée par l'utilisation de flux carbonatés (GIEC, 2000). L'acier peut être fabriqué dans des fours électriques à arc (FEA), des fours à oxygène de base et des cubilots. L'acier à faible teneur en carbone est produit dans des fours à oxygène de base, où un mélange de gueuse de fonte et de déchets de fer est refondu en présence d'oxygène pur, qui oxyde le carbone dissous en CO ou en CO₂. L'acier ordinaire et l'acier allié sont produits dans des FEA, des cuves à chemisage réfractaire qui utilisent le chauffage électrique par des électrodes graphites qui sont consommées durant le procédé (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Lors de la production de gueuse de fonte, le carbone joue le double rôle de combustible et d'agent réducteur. Les émissions résultant de la combustion de combustibles comme les gaz de cokerie ne sont pas déclarées dans cette catégorie, mais plutôt dans la catégorie industrielle qui convient dans le secteur Énergie. Les émissions de CO₂ résultant de l'oxydation du carbone, qui a lieu lorsque le minerai de fer est réduit en gueuse de fonte, sont comprises dans cette catégorie. Sont aussi incluses les émissions produites durant la production d'acier, qui sont nettement moindres. Elles résultent de l'oxydation du carbone en fer brut et de la consommation des électrodes. Le CO₂ supplémentaire rejeté par le flux de calcaire dans le haut fourneau est indiqué à la rubrique Utilisation de calcaire et de dolomite (voir la section 4.4.1).

4.10.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de CO₂ du secteur sidérurgique à l'échelon national, on s'est servi de la méthode de niveau 2 décrite dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Grâce à cette méthode, on a suivi le sort du carbone tout au long des procédés de production, et on a calculé séparément les émissions résultant de la production de fer et de la production d'acier. L'équation suivante a servi à estimer les émissions de la production de gueuse de fonte :

Équation 4-7:

Émission_{gueuse de fonte} =

(Coefficient d'émission réducteur × masse de réducteur) + (masse de carbone dans le minerai - masse de carbone dans la gueuse de fonte) × 4

où :

Émission _{gueuse de fonte}	=	émissions provenant de la production de gueuse de fonte
Coefficient d'émission réducteur	=	2,479 kt CO ₂ /kt de coke utilisé (Jaques, 1992)
Masse de réducteur	=	masse de coke métallurgique utilisé dans le procédé (kt)
Masse de carbone dans le minerai	=	zéro, d'après le GIEC (2000) (kt)
Masse de carbone dans la gueuse de fonte	=	production globale de gueuse, kt x teneur en carbone de la gueuse de fonte, 4 %
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

Les agents réducteurs pouvant servir à produire le fer brut à partir du minerai de fer sont le coke, le charbon, le charbon de bois, le mazout lourd ou le coke de pétrole. Toutefois, aux fins des estimations des émissions de cette catégorie, on a posé l'hypothèse que l'agent réducteur utilisé dans l'industrie canadienne était du coke métallurgique dans 100 % des cas. La gueuse de fonte a une teneur en carbone d'environ 4 % (GIEC, 2006) et le minerai, une teneur en carbone presque nulle (GIEC, 2000). Les émissions de GES dues à l'utilisation d'agents réducteurs autres que le coke métallurgique sont estimées dans la catégorie des autres procédés et procédés indifférenciés.

Les données pour l'utilisation de coke métallurgique sont tirées du BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003); celles sur la production totale de gueuse de fonte au Canada proviennent également de Statistique Canada (pour 1990-2003 : n° 41-001, et pour 2004-2006 : n° 41-019).

Les émissions attribuables à la production d'acier ont été estimées à l'aide de l'équation suivante :

Équation 4-8:

$$\text{Émissions}_{\text{acier brut}} = [(\text{masse de carbone dans la gueuse de fonte utilisée pour la production d'acier brut} - \text{masse de carbone dans l'acier brut}) \times 44/12] \times (\text{Coefficient d'émission FEA} \times \text{l'acier produit dans les FEA})$$

où :

Émission _{acier brut}	=	Émissions dues à la production d'acier brut (kt)
Masse de carbone de la gueuse de fonte utilisée pour produire de l'acier brut	=	masse totale de la gueuse de fonte chargée dans les hauts fourneaux des aciéries (kt) × teneur en carbone de la gueuse de fonte (4 %)
Masse de carbone de l'acier brut	=	production totale d'acier (kt) × teneur en carbone de l'acier brut, 1,25 %
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone
Coefficient d'émission _{FEA}	=	coefficient d'émissions de l'acier produit dans les FEA, 0,005 kt CO ₂ /kt d'acier
Acier produit dans les FEA	=	quantité d'acier produit dans les FEA, kt

D'après Équation 4-, la quantité d'émissions de CO₂ associées à la production d'acier est estimée en fonction de la différence entre la quantité de carbone utilisée dans la fabrication de l'acier et celle qui se trouve dans l'acier produit. Il faut souligner que la quantité de gueuse de fonte chargée dans les hauts fourneaux des aciéries (utilisée dans Équation 4-) n'est pas égale à la

production totale de gueuse de fonte (utilisée dans l'Équation 4-). La quantité chargée dans les hauts fourneaux des aciéries est généralement supérieure à la quantité produite.

Les données sur la gueuse de fonte totale chargée dans les fours sidérurgiques, sur la production totale d'acier et sur la quantité d'acier produite dans les FEA proviennent de Statistique Canada (pour 1990-2003 n° 41-001 et pour 2004-2007 n° 41-019). La valeur de la teneur en carbone de l'acier brut appliquée à l'équation était de 1,25 %, ce qui correspond au milieu de la plage par défaut du GIEC (0,5-2 %). Le coefficient d'émission de l'acier produit dans les FEA, soit 5 kg de CO₂/t d'acier (ou 0,005 kt CO₂ kt d'acier), était la valeur par défaut des recommandations du GIEC (GIEC, 2000).

Les émissions totales du secteur de la sidérurgie sont la somme de l'Équation 4- et de l'Équation 4-ci-dessus.

Les données sur l'utilisation de coke métallurgique à l'échelle provinciale ou territoriale provenant du BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003) ont servi à déterminer le pourcentage de la consommation totale de réducteur imputable à chaque province et territoire. Les émissions de CO₂ à l'échelle provinciale ou territoriale ont ensuite été estimées en multipliant le pourcentage obtenu par l'estimation des émissions nationales.

À signaler que les données du BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003) publiées pour une année donnée sont préliminaires et sujettes à révision dans les publications ultérieures.

La méthode décrite ci-dessus ne tient pas compte des émissions additionnelles de CO₂ dues à l'utilisation de calcaire comme fondant dans les hauts fourneaux, car les émissions relatives à la consommation de calcaire sont incluses dans le sous-secteur Utilisation de calcaire et de dolomite.

L'utilisation de coke de pétrole dans les électrodes FAE a également été déclarée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations de coke de pétrole à des fins non énergétiques. Pour éviter une double comptabilisation des données, on soustrait donc les émissions de CO₂ attribuables à la consommation des électrodes lors du procédé de production de l'acier dans les FAE des émissions totales non attribuables au secteur de l'énergie. On suppose qu'aucune électrode importée n'est utilisée pour produire de l'acier dans les FAE au Canada. S'il y avait importation d'électrodes, il faudrait alors soustraire la portion de CO₂ générée par les électrodes importées des émissions dues à leur consommation avant de les soustraire des émissions totales non attribuables au secteur de l'énergie.

4.10.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'incertitude de l'estimation des émissions de CO₂ dans l'inventaire de 2001 pour la sidérurgie est de ±5 % (ICF Consulting, 2004). À noter qu'il s'agit d'une valeur d'incertitude conservatrice pour l'estimation des émissions de l'inventaire de 2006 étant donné que la méthode de calcul des émissions de CO₂ a été améliorée depuis l'inventaire 1990-2002. Le passage de la méthode de niveau 1 à la méthode de niveau 2 devrait atténuer l'incertitude. Toutefois, il faudra procéder à une analyse plus à jour pour pleinement évaluer l'incertitude des estimations des émissions calculées à l'aide d'une méthode de niveau 2.

La provenance des données et la méthodologie utilisées sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.10.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La sidérurgie est une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles sont conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.10.5 Recalculs par catégorie

Aucun nouveau calcul n'a été effectué à l'égard de cette catégorie.

4.10.6 Améliorations prévues par catégorie

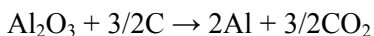
On s'efforcera de corriger l'hypothèse concernant l'agent réducteur utilisé pour réduire le minerai de fer. Dans la méthode d'estimation actuelle, on suppose que le réducteur utilisé par l'industrie est uniquement le coke métallurgique. Toutefois, on sait que l'industrie sidérurgique a aussi utilisé d'autres agents réducteurs, comme le gaz naturel et le charbon, au cours des années. Une partie des émissions de CO₂ issues de l'utilisation de combustibles fossiles à des fins non énergétiques, actuellement déclarées sous la catégorie Autres productions indifférenciées ainsi que celles du secteur Énergie, pourraient donc être réallouées à la catégorie Sidérurgie. L'obtention de données par pays sur la teneur en carbone de l'acier et de la gueuse de fonte fait également partie des améliorations prévues.

4.11 Production d'aluminium (catégorie 2.C.3 du CUPR)

4.11.1 Description de la catégorie de source

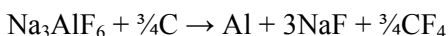
L'aluminium de première fusion est produit en deux étapes. La première consiste à mouler, purifier et calciner le minerai de bauxite afin d'obtenir de l'alumine (Al₂O₃); à la seconde étape, on réduit électriquement l'alumine en aluminium dans de grosses cuves par un procédé de fusion au moyen d'anodes en carbone. La cuve proprement dite (un contenant en acier de faible profondeur) forme la cathode, tandis que des plaquettes de carbone suspendues servent d'anode. À l'intérieur de la cuve, l'alumine est dissoute dans un bain de cryolite (Na₃AlF₆). Le passage d'un courant par la résistance de la cellule a un effet calorifique qui maintient le contenu à l'état liquide. De l'aluminium en fusion se forme à la cathode et s'accumule au fond de la cuve.

À mesure que l'anode est consommée, du CO₂ se forme par la réaction suivante, sous réserve qu'il y ait suffisamment d'alumine à la surface de l'anode :



Bien que la majeure partie du CO₂ se forme à partir de la réaction électrolytique de l'anode de carbone avec l'alumine (voir ci-dessus), d'autres sources, notamment la cuisson des anodes précuites, peuvent contribuer à une partie (généralement inférieure à 10 %) des émissions totales de CO₂ ne provenant pas du secteur de l'énergie. Les émissions provenant de la combustion de combustibles fossiles utilisés dans la production des anodes précuites sont traitées dans la section Énergie, mais celles découlant spécifiquement de la combustion des matières volatiles émises au cours de l'opération de cuisson et celles qui découlent de la combustion de matériau de garniture de four à cuisson sont comptabilisées dans la section Procédés industriels (GIEC, 2006).

En plus des émissions de CO₂, la fusion primaire de l'aluminium est une source importante de tétrafluorure de carbone (CF₄) et d'hexafluorure de carbone (C₂F₆). Des gaz PFC se forment au cours d'un phénomène qu'on appelle l'effet d'anode ou événement anode, quand les niveaux d'alumine sont trop faibles. Théoriquement, en cas d'effet d'anode, la résistance de la cellule augmente subitement (en l'espace d'un cinquantième de seconde). De ce fait, la tension augmente, tout comme la température, ce qui force les sels de fluor fondus dans la cellule à se combiner chimiquement à l'anode en carbone (Université Laval, 1994). Durant l'effet d'anode, des réactions concurrentes qui produisent du CF₄, et du C₂F₆, montrées plus bas, surviennent.



On peut réduire les émissions de PFC en utilisant des systèmes informatisés d'alimentation en alumine. Des capteurs mesurent la concentration d'alumine et en injectent automatiquement une plus grande quantité dans la cuve lorsque les niveaux baissent. De cette façon, il est possible de contrôler l'effet d'anode. On peut programmer les ordinateurs de manière à ce qu'ils détectent le déclenchement des effets d'anode et avertissent le système de prendre des mesures de neutralisation. Les systèmes d'alimentation de type « ponctuel » par opposition aux systèmes « à coupure centrale » tendent également à réduire les émissions (Øye et Huglen, 1990).

En plus du CO₂, du CF₄ et du C₂F₆, une faible quantité de SF₆ est également émise de par son utilisation comme gaz de couverture dans certaines alumineries qui produisent des alliages à forte teneur en magnésium-aluminium (courriel de P. Chaput)⁸.

Les alumineries se caractérisent par le type de technologie employé pour la fabrication de l'anode. En général, les émissions des alumineries plus anciennes, qui utilisent la technologie Søderberg, sont plus élevées que celles des usines plus récentes qui utilisent surtout des anodes précuites. L'industrie canadienne de l'aluminium a modernisé ses usines afin de dynamiser sa production. Dans certains cas, il a fallu se débarrasser d'anciennes chaînes de production et en installer de nouvelles pour répondre à l'augmentation de la demande.

Même si la production d'aluminium consomme d'énormes quantités d'énergie électrique, actuellement estimées à 13,5 kWh/kg d'aluminium (AIA, 1993), les émissions de GES imputables à cette consommation ne sont pas forcément élevées dans un contexte canadien. La totalité des usines d'aluminium de première fusion du Canada sont situées au Québec et en Colombie-Britannique, où la quasi-totalité (95 %) de l'électricité est produite par des centrales hydroélectriques, dont on pense qu'elles émettent des quantités négligeables de GES par rapport aux centrales classiques à combustibles fossiles.

4.11.2 Questions de méthodologie

Les estimations des émissions imputables aux procédés de production d'aluminium ont été directement fournies par l'Association de l'aluminium du Canada (AAC). En plus des estimations des émissions propres à chaque aluminerie, l'AAC a fourni des données sur les méthodes utilisées par les producteurs d'aluminium pour calculer les émissions de CO₂, de PFC et de SF₆. Les méthodes d'estimation peuvent être de niveau 3, de niveau 2 ou de niveau 1, telles qu'elles sont

⁸ Chaput P. 2007. Communication personnelle (courriel daté du 12 octobre 2007). Association de l'aluminium du Canada.

décrites ci-dessous, selon la disponibilité des données; c'est surtout une méthode de niveau 3 qui a servi à estimer les émissions des années récentes.

Calcul des émissions de CO₂ :

En général, les équations qu'utilisent les alumineries pour estimer les émissions de CO₂ imputables à la réaction de l'anode en carbone avec l'alumine sont les suivantes (AAC, 2002b) :

Équation 4-9: Pour la consommation de l'anode précuite :

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = [\text{CC} \times \text{PM} \times (\text{100} - \%S_a - \%Cendres_a - \%Imp_a)/100] \times 44/12$$

où :

CC	=	consommation de l'anode cuite par tonne d'aluminium (t C/t Al)
PM	=	production totale d'aluminium (t)
S _a	=	teneur en soufre des anodes cuites (% en poids)
Cendres _a	=	teneur en cendres des anodes cuites (% en poids)
Imp _a	=	fluor et autres impuretés (% en poids)*
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

* Le pourcentage en poids de fluor et d'autres impuretés n'est pas forcément un paramètre dont tiennent compte toutes les alumineries.

Équation 4-10: Pour la consommation de l'anode Söderberg :

$$\begin{aligned} \text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = & \{(\text{CP} \times \text{PM}) - (\text{MSB} \times \text{PM}/1000) - [\%TL/100 \times \text{CP} \times \text{PM} \times (\%Sp + \%Cendresp + \%H_2)]/100\} - \\ & \{[(100 - \%TL)/100 \times \text{PC} \times \text{PM} \times (\%Sc + \%Cendresc)/100]\} \times 44/12 \end{aligned}$$

où :

CP	=	consommation de pâte (t pâte/t Al)
PM	=	production totale d'aluminium (t)
MSB	=	émissions de matière soluble dans le benzène (kg/t Al)
TL	=	teneur en liant (% en poids)
S _p	=	teneur en cendres du brai (% en poids)
Cendres _p	=	teneur en hydrogène du brai (% en poids)
H ₂	=	teneur en hydrogène du brai (% en poids)
S _c	=	teneur en soufre du coke calciné (% en poids)
Cendres _c	=	teneur en cendres du coke calciné (% en poids)
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

L'utilisation des équations ci-dessus parallèlement aux données précises d'une installation est considérée comme une méthode de niveau 3. Une méthode de niveau 2 consiste à appliquer à ces équations certaines données chiffrées combinées à des valeurs industrielles types. Le Tableau 4-3 présente les valeurs de niveau 2 caractéristiques de l'industrie qui peuvent être appliquées par les installations.

Tableau 4-3: Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO₂ dues à la consommation d'anodes

Paramètre	Valeurs industrielles types	Source
Consommation d'anodes précuites:		
Teneur en soufre des anodes cuites (% en poids) - S _a	2 %	IAI 2006
Teneur en cendres des anodes cuites (% en poids) - Cendres _a	0,4 %	IAI 2006
Fluor et autres impuretés (% en poids) - Imp _a	0,4 %	AAC 2002b
Pour la consommation de l'anode Søderberg:		
Émissions de matières solubles dans le benzène (kg/t Al) - MSB	SGV: 4,0 kg/t Al SGH : 0,5 kg/t Al *	IAI 2006
Teneur moyenne en liant de la pâte (% en poids) - TL	Pâte sèche : 24 % Pâte humide : 27 %	IAI 2006
Teneur en soufre du brai (% en poids) - S _p	0,6 %	IAI 2006
Teneur en cendres du brai (% en poids) - Cendres _p	0,2 %	IAI 2006
Teneur en hydrogène du brai (% en poids) - H ₂	3,3 %	IAI 2006
Teneur en soufre du coke calciné (% en poids) - S _c	1,9 %	IAI 2006
Teneur en cendres du coke calciné (% en poids) - Cendres _c	0,2 %	IAI 2006

* SGV = Søderberg à goujon vertical et SGH = Søderberg à goujon horizontal

Lorsqu'il n'existe pas de données sur les procédés en dehors de la production d'aluminium, on peut utiliser les coefficients d'émission pour une méthode de niveau 1 (voir ci-dessous). Ces facteurs dérogent légèrement des facteurs par défaut du GIEC parce que ces derniers reflètent les émissions de 1990 et risquent d'entraîner des erreurs majeures si on les applique à la production actuelle. Les coefficients ci-dessous reflètent les progrès considérables réalisés entre 1990 et 2001 (AAC, 2002b et IAI 2006) :

Søderberg : CE = 1,7 t CO₂/t Al produit;

Précuite : CE = 1,6 t CO₂/t Al produit.

Pour calculer les émissions de CO₂ résultant de la cuisson d'anodes (combustion des matières volatiles du brai et combustion de matériau de garniture de four à cuisson), on utilise les équations suivantes (AAC 2002a) :

Équation 4-11: Combustion de matières volatiles du brai

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = [\text{PAB} - \text{PAC} - \text{PH} - \text{DG}] \times 44/12$$

où :

PAB	=	poids de l'anode brute (t)
PAC	=	production d'anodes cuites (t)
PH	=	poids de l'hydrogène du brai (t) = %H ₂ /100 * TB/100 * PAB
H ₂	=	teneur en hydrogène du brai (% en poids)
CP	=	teneur moyenne en brai de l'anode brute (% en poids)
DG	=	déchets de goudron recueillis (t)
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

Équation 4-12: Coke de garniture

$$\text{Émissions de CO}_2 \text{ (t)} = [\text{CCG} \times \text{PAC} \times (100 - S_{cg} - \text{Cendres}_{cg}) / 100] \times 44/12$$

où :

CCG	=	consommation de coke de garniture (t de coke/t d'anodes cuites)
PAC	=	production d'anodes cuites (t)
S _{cg}	=	teneur en soufre du coke de garniture (% en poids)
Cendres _{cg}	=	teneur en cendres du coke de garniture (% en poids)
44/12	=	rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et le poids moléculaire du carbone

Comme dans le cas de la consommation d'anodes, l'utilisation des Équation 4- et Équation 4-1 avec des données réelles d'alumineries est considérée comme une méthode de niveau 3. Une méthode de niveau 2 consiste à appliquer, à ces équations, certaines données chiffrées combinées à des valeurs industrielles types. Le Tableau 4-4 présente les valeurs de niveau 2 particulières à cette industrie que les alumineries peuvent utiliser pour estimer les émissions de CO₂ provenant de la cuisson des anodes.

Tableau 4-4: Valeur par défaut des paramètres de niveau 2 pour l'estimation des émissions de CO₂ dues à la cuisson d'anodes

Paramètre	Valeurs industrielles types	Source
Combustion de matières volatiles du brai:		
Teneur en hydrogène du brai (% en poids) - H ₂	0,5 %	IAI 2006
Déchets de goudron recueillis (t) - DG	Pour les fours Riedhammer seulement; les autres ont des valeurs négligeables	IAI 2006
Coke de garniture:		
Consommation de coke de garniture (t de coke/t d'anodes cuites) - CCG	0,015t/t	IAI 2006
Teneur en soufre du coke de garniture (% en poids) - S _{cg}	2 %	IAI 2006
Teneur en cendres du coke de garniture (% en poids) - Cendres _{pc}	2,5 %	IAI 2006

D'après une communication récente avec des représentants de l'industrie canadienne de l'aluminium (P. Chaput et C. Dubois)⁹, l'une des trois sociétés alumières a élaboré ses estimations d'émissions de CO₂ provenant des procédés uniquement à partir de valeurs spécifiques à chaque aluminerie (niveau 3), tandis que les deux autres ont utilisé, dans leurs estimations pour certaines années, les paramètres par défaut indiqués aux Tableau 4-3 et Tableau 4-4 ci dessus.

À signaler que l'utilisation de coke de pétrole dans les anodes pour la production d'aluminium a également été déclarée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations de coke de pétrole à des fins non énergétiques. Pour éviter le dédoublement des calculs, les émissions de CO₂ imputables à la consommation des anodes dans le procédé de fusion de l'aluminium ont donc été soustraites des émissions totales non énergétiques imputables à la consommation de coke de pétrole.

Calcul des émissions de PFC :

Le CF₄ et le C₂F₆ émis durant l'effet d'anode peuvent être calculés par les alumineries au moyen de l'équation de pente ou de l'équation de Pechiney (méthode de surtension), selon la technologie de l'aluminerie (AAC, 2002a) :

Équation 4-13: Équation de pente :

$$\text{Émissions de PFC (t d'éq. CO}_2\text{)} = \text{Pente} \times \text{FEA} \times \text{DEA} \times \text{PM} \times \text{PRP}/1000$$

où :

Pente	=	pente (pour le CF ₄ ou le C ₂ F ₆) de la relation d'émission ([kg PFC/t Al]/[EA-minutes/jour-cellule])
FEA	=	nombre d'effets d'anode par jour-cellule (EA/jour-cellule)
DEA	=	durée de l'effet d'anode (en minutes)
PM	=	production totale d'aluminium (t)
PRP	=	potentiel de réchauffement planétaire pour le CF ₄ ou le C ₂ F ₆

Équation 4-14: Méthode de surtension de Pechiney:

$$\text{Émissions de PFC (t d'éq. CO}_2\text{)} = \text{coefficient de surtension} \times \text{SEA} / \text{EC} \times \text{PRP} \times \text{PM}/1000$$

où :

coefficient de surtension	=	([kg PFC/t Al]/[mV/jour-cellule])
SEA	=	surtension d'effet d'anode (mV/jour-cellule)
EC	=	efficacité du courant du procédé de production d'aluminium, exprimée sous forme de pourcentage
PRP	=	potentiel de réchauffement planétaire pour le CF ₄ ou le C ₂ F ₆
PM	=	production totale d'aluminium (t)

⁹ Chaput P. et Dubois C. 2007. Communication personnelle (courriels datés du 12 octobre 2007). Association de l'aluminium du Canada et Alcoa.

L'utilisation des équations ci-dessus, parallèlement aux données sur les procédés effectifs pour estimer les émissions de PFC, est considérée comme une méthode de niveau 3. La technique d'estimation est considérée comme étant de niveau 2 lorsque les coefficients par défaut illustrés au Tableau 4-5 (IAI, 2006) sont utilisés avec les paramètres d'exploitation propres à chaque fonderie. Dans une approche de niveau 2, on estime d'abord les émissions de CF₄ à partir des coefficients de pente ou de surtension, au moyen de l'Équation 4-1 et de l'Équation 4-1. On calcule ensuite les émissions de C₂F₆ en multipliant les estimations de CF₄ par la fraction de poids CF₄/C₂F₆.

Tableau 4-5: Coefficients par défaut de pente et de surtension, approche de niveau 2 (IAI, 2006)

Type de cellule	Coefficients de surtension du CF ₄		Fraction de poids CF ₄ /C ₂ F ₆
	([kg PFC/t Al] / [AE-minutes/jour-cellule])	([kg PFC/t Al] / [mV/jour-cellule])	
Anode précuite du centre de la cellule	0,143	1,16	0,121
Anode précuite du côté de la cellule	0,272	3,65	0,252
Søderberg - Goujon vertical	0,092	SO	0,053
Søderberg - Goujon horizontal	0,099	SO	0,085

Note : SO = sans objet

Lorsqu'elles ne disposent que de statistiques sur la production (c.-à-d. qu'elles ne disposent d'aucune donnée sur la fréquence de l'effet d'anode, sur sa durée ou sa surtension, les alumineries peuvent alors utiliser les coefficients d'émission de niveau 1 qui figurent au Tableau 4-6 (IAI, 2006).

Tableau 4-6: Coefficients d'émission pour les PFC

Type de cellule	Coefficient d'émission (kg PFC/t Al)	
	CF ₄	C ₂ F ₆
Anode précuite du centre de la cellule	0,4	0,04
Anode précuite du côté de la cellule	1,6	0,4
Søderberg - Goujon vertical	0,8	0,04
Søderberg - Goujon horizontal	0,4	0,03

D'après des renseignements récents fournis par l'industrie canadienne de l'aluminium (P. Chapt)¹⁰, l'une des trois sociétés alumières a élaboré ses estimations d'émissions de PFC associées aux procédés uniquement à partir de valeurs spécifiques à chaque aluminerie (niveau 3), tandis que les deux autres ont utilisé, dans leurs estimations pour certaines années, les paramètres par défaut indiqués au Tableau 4-5 et au Tableau 4-6 ci-dessus.

Calcul des émissions de SF₆ :

¹⁰ Chapt P. 2007. Communication personnelle (courriel daté du 12 octobre 2007). Association de l'aluminium du Canada.

D'après les documents méthodologiques fournis par l'AAC, les émissions de SF₆ équivalent à la consommation dans l'industrie de l'aluminium. Cette méthode est conforme aux lignes directrices du GIEC - version révisée 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

4.11.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes des estimations des émissions de CO₂ et de PFC imputables à la production d'aluminium qui figurent dans le rapport d'ICF Consulting (2004) ne peuvent pas s'appliquer aux estimations de l'année d'inventaire 2007 du fait qu'on est passé d'une méthode de niveau 1, au moment où l'étude d'ICF a été réalisée, à une méthode de niveau 3 pour les années récentes. On estime que les données sur les émissions qui proviennent directement de l'AAC et qui figurent dans la version de cette année sont nettement plus exactes que les estimations du rapport d'inventaire 1990-2001. De plus, étant donné que les estimations des émissions de SF₆ imputables à la production d'aluminium n'étaient pas comprises dans l'inventaire 1990-2001, les incertitudes qui y sont liées n'ont pas été évaluées par ICF Consulting (2004). On peut toutefois trouver des estimations des incertitudes liées aux valeurs des paramètres par défaut indiquées dans la section Méthodologie dans l'Aluminum Sector Greenhouse Gases Protocol publié par l'Institut international de l'aluminium (IAI, 2006). Ce protocole donne également des valeurs d'incertitude relatives à certaines données de niveau 3 recueillies à l'échelle de chaque aluminerie. Par conséquent, aux fins des inventaires futurs, on pourrait procéder à une analyse des incertitudes de niveau 1 à partir des valeurs d'incertitudes suggérées dans le protocole de l'IAI et d'intrants supplémentaires à obtenir de l'industrie de l'aluminium.

On a toujours eu recours à l'AAC comme source de données sur les estimations mentionnées dans cet inventaire sur toute la série chronologique. La méthode appliquée par les alumineries peut être de niveau 3, de niveau 2 ou de niveau 1, selon les données disponibles. Toutefois, depuis quelques années, toutes les alumineries utilisent une méthode de niveau 3 pour estimer leurs émissions.

4.11.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Les émissions de CO₂ et de PFC attribuables à la production d'aluminium étaient des catégories clés qui ont fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de qualité de niveau 1.

4.11.5 Recalculs par catégorie

Pour 1995-2006, l'industrie a fourni des estimations de PFC révisées. De nouveaux calculs ont été effectués pour une des installations afin de tenir compte d'une surtension des cuves de démarrage, donnée omise précédemment (N. Ouellet)¹¹. Une autre installation a également présenté une estimation de PFC mise à jour pour corriger la valeur indiquée dans le rapport de l'année précédente. Les écarts entre les estimations pour les années de 1995 à 2006 comprises dans le présent rapport et celles figurant dans le rapport de l'année dernière se traduisent par une variation de -1,3 % à +8,1% (ou une baisse de 0,034 Mt d'éq. CO₂ à une hausse de 0,25 Mt d'éq.CO₂).

¹¹ Ouellet N. 2008. Communication personnelle (fichier Excel joint à un courriel daté du 3 novembre 2008). Aluminerie Alouette Inc.

De plus, on a apporté de légères corrections aux estimations de CO₂ pour 2004 et 2006. Les écarts entre les valeurs présentées dans le rapport de l'année précédente et celles incluses ici sont inférieures à 2 % (ou environ 0,09 Mt d'éq. CO₂).

Enfin, une entreprise a apporté des modifications mineures aux estimations de SF₆ pour la période de 1995-2004 et pour 2006. La différence entre les valeurs actuelles et celles présentées antérieurement est inférieure à 1 % (ou environ 0,0002 Mt d'éq. CO₂).

4.11.6 Améliorations prévues par catégorie

L'incertitude relative aux estimations des émissions découlant de la production d'aluminium sera évaluée. On cherchera également à acquérir un plus grand nombre de données sur les procédures de CQ suivies par les compagnies membres au moment où les estimations ont été établies.

4.12 Production et moulage de magnésium (catégories 2.C.4 et 2.C.5 du CUPR)

4.12.1 Description de la catégorie de source

La production et le moulage de magnésium émettent du SF₆, qui est utilisé comme gaz de couverture pour prévenir l'oxydation des métaux en fusion. Même s'il est émis en quantités relativement faibles, le SF₆ est un GES extrêmement puissant avec un PRP de 23 900 sur 100 ans. Le SF₆ n'est pas fabriqué au Canada, mais uniquement importé.

Au cours de la période 1990-2006, il y avait deux grands producteurs de magnésium au Canada : Norsk Hydro et Timminco Metals. Norsk Hydro a fermé ses portes pendant le premier trimestre de 2007. Un autre producteur, Métallurgie Magnola, a existé entre 2000 et 2003, mais a cessé ses activités en avril 2003. Entre 1990 et 2004, Norsk Hydro a investi dans des projets de recherche et développement afin de trouver un produit de remplacement au SF₆, et d'éliminer, à terme, l'utilisation du SF₆ comme gaz de couverture dans son usine (J. Laperrière)¹². Cette recherche et l'utilisation de mélanges de gaz de remplacement ont permis de réduire considérablement les émissions de SF₆ entre le milieu et la fin des années 1990. Pendant la période 2005-2007, les émissions de SF₆ de Norsk Hydro ont sensiblement diminué à la suite du ralentissement progressif de la production et de la fermeture de l'usine (en 2007).

Il y avait 11 usines de moulage de magnésium en service durant la période 1990-2004 (Cheminfo Services, 2005b). Seules quelques-unes ont utilisé du SF₆ chaque année durant cette période. Certaines fonderies se sont mises à utiliser du SF₆ vers le milieu ou la fin des années 1990, alors que d'autres l'ont remplacé par le SO₂. Deux usines ont cessé leurs activités de moulage ces dernières années. De 2005 à 2007, seulement sept usines étaient en service et utilisaient encore du SF₆.

4.12.2 Questions de méthodologie

Les données relatives aux émissions de SF₆ imputables à la production de magnésium entre 1999 et 2007 ont été directement déclarées par les entreprises (Norsk Hydro, Timminco Metals et Métallurgie Magnola Inc.) en application d'un programme de déclaration obligatoire des émissions appelé Inventaire national des rejets de polluants (INRP). Les estimations des émissions utilisées dans ce rapport proviennent de la base de données en ligne de l'INRP

¹² Laperrière, J. 2004. Communication personnelle (courriel daté du 27 octobre 2004). Norsk Hydro.

(http://www.ec.gc.ca/pdb/querysite/query_f.cfm). Les producteurs ont fourni volontairement les données des années antérieures (1990-1998), par téléphone, à la section des GES.

En 2006, on a contacté les représentants de Norsk Hydro et de Timminco afin de mieux comprendre la méthode utilisée pour estimer les émissions de SF₆. Les deux sociétés ont déclaré avoir utilisé la méthode par défaut recommandée du GIEC (Émissions de SF₆ = Consommation de SF₆). Elles avaient cependant utilisé différentes méthodes pour estimer leur consommation de SF₆. Norsk Hydro a confirmé avoir utilisé la méthode de différence de poids (courriel de J. Laperrière). Cette méthode est basée sur la mesure du poids des bonbonnes de gaz utilisées à l'usine au moment de leur achat et au moment où elles sont retournées aux fournisseurs après l'utilisation. Timminco a déclaré avoir utilisé la méthode de comptabilisation (courriel de Katan), selon laquelle on comptabilise les achats livrés et les changements dans l'inventaire du SF₆ utilisé. Les achats doivent correspondre aux volumes réels reçus pour la période en question et, par conséquent, les inventaires de début et de fin d'année doivent être pris en considération.

La technique utilisée pour estimer les émissions imputables à la production de magnésium est considérée comme une méthode de niveau 3, car elle repose sur la déclaration des données relatives aux émissions par chaque usine.

Pour calculer les émissions de SF₆ des fonderies, les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) proposent une équation générale qui présume que la totalité du SF₆ utilisé comme gaz de couverture est rejetée dans l'atmosphère. Pour estimer les émissions de SF₆ pour la période 1990-2004 à partir de cette équation, on a tenté, dans le cadre d'une étude réalisée en 2005 (Cheminfo Services, 2005b), de recueillir des données sur la consommation de SF₆ par les usines de moulage. Deux usines ont affirmé ne pas conserver d'archives sur leur consommation passée de SF₆. C'est pourquoi, pour estimer la consommation de l'ensemble de la série chronologique, on a utilisé les résultats d'une étude préalable (Cheminfo Services, 2002) parallèlement aux données provenant de l'étude de Cheminfo Services (2005b) et quelques hypothèses. On a présumé que la consommation des fonderies qui ne disposaient de données sur le SF₆ que pour une seule année, était demeurée constante pendant les autres années d'exploitation. On a procédé à l'interpolation linéaire entre deux points de données pour estimer la consommation de SF₆ des fonderies qui disposaient de données pluriannuelles durant les autres années.

Pour 2005-2007, des données sur la consommation ont été fournies sur une base volontaire par les sept usines de moulage en service. Elles ont servi à calculer les émissions.

La méthode utilisée pour estimer les émissions du moulage du magnésium pour la période 1990-2004 est considérée comme une méthode de niveau 3, car elle repose sur la déclaration des données sur les émissions de chaque usine et sur certaines hypothèses. La méthode utilisée est considérée comme étant de niveau 3 pour les années 2005-2007.

4.12.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Le degré d'incertitude de l'estimation des émissions de SF₆ imputables à la production de magnésium qui figure dans le rapport d'ICF Consulting (2004) a été estimé à ±1 %. Ce degré s'applique à l'estimation de 2007, car il n'y a pas eu de changement dans la provenance des données depuis la fin de l'étude.

Pour le sous-secteur de la production de magnésium, la méthodologie et la provenance des données restent cohérentes sur toute la série chronologique. Les émissions des deux principales

fonderies de magnésium, Norsk Hydro et Timminco, ont été déclarées directement à Environnement Canada entre 1990 et 1998. Les estimations des émissions de SF₆ provenant des trois fonderies, y compris celle de Magnola, qui est entrée en service en 2000 et a fermé ses portes en 2003, sont présentées à l'INRP depuis 1999.

Selon l'étude de Cheminfo Services (2005b), l'estimation des émissions de SF₆ des fonderies de magnésium affiche un degré d'incertitude de 4 %. Il s'agit d'une moyenne pondérée selon la consommation de SF₆ de chaque compagnie et la disponibilité générale des données. Comme il n'y a pas eu de changement dans la provenance des données depuis la fin de l'étude de Cheminfo, le degré estimatif d'incertitude s'applique aux estimations de 2007.

La provenance des données reste cohérente tout au long de la série chronologique. La méthodologie, qui établit une équivalence entre la consommation de SF₆ comme gaz de couverture par les fonderies de magnésium et les émissions de SF₆, est appliquée à toute la série chronologique moyennant certaines hypothèses pour certaines années, comme on l'a vu dans la section sur la méthodologie.

4.12.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La production de magnésium était une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors de ces contrôles de qualité.

Le moulage de magnésium est une catégorie non essentielle qui a fait l'objet de vérifications de CQ de niveau 1, conformément au calendrier d'AQ/CQ de la Division des GES. Aucun problème d'importance n'a été décelé lors de ces contrôles de qualité.

4.12.5 Recalculs par catégorie

Aucun nouveau calcul n'a été effectué dans la catégorie de production et de moulage du magnésium.

4.12.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration particulière de l'estimation des émissions de SF₆ imputables à la production et au moulage de magnésium au Canada n'est prévue pour le moment.

4.13 Production d'halocarbures (catégorie 2.E du CUPR)

4.13.1 Description de la catégorie de source

Le chlorodifluorométhane (HCFC-22 ou CHClF₂) est le produit de la réaction du chloroforme (CHCl₃) avec le fluorure d'hydrogène (HF), en présence de pentachlorure d'antimoine (SbCl₅), qui agit comme catalyseur. La fabrication du HCFC-22 génère un sous-produit, le trifluorométhane (HFC-23 ou CHF₃) (GIEC 2002).

Cette réaction se fait dans un réacteur à débit continu, généralement à haute pression (jusqu'à 34 atm ou 500 lb/po²) et à des températures de l'ordre de 45 à 200 °C. Bien qu'il s'agisse d'une réaction exothermique, on ajoute de la chaleur pour accroître le débit des vapeurs qui sortent du réacteur. Le flux de vapeur contient du HCFC-22 (CHClF₂), du HFCF-21 (CHCl₂F), du HFC-23

(CHF₃), du HCl, un excédent de CHCl₃, du HF et du catalyseur entraîné. Le traitement subséquent du flux de vapeur comporte plusieurs étapes de séparation visant à éliminer ou récupérer les sous-produits et à purifier le HCFC-22. Le chloroforme inaltéré, le catalyseur entraîné, et les intermédiaires sous-fluorés (le HCFC-21, par exemple) contenus dans le flux de vapeur sont condensés et ramenés dans le réacteur. Le principal point d'émission de HFC-23 est l'évent du condenseur, où le HFC-23 est rejeté dans l'atmosphère après avoir été séparé du HCFC-22 (GIEC, 2002).

Deux producteurs de HCFC-22 (Dupont Canada et Allied-Signal) avaient des activités au Canada au cours de la décennie 1980 et au début de la décennie suivante. Ils ont cessé de produire du HCFC-22 entre 1990 et 1993. D'après les registres de données transférés de la Section de l'utilisation des produits et de l'application de contrôles (SUPAC) d'Environnement Canada à la Division des GES, Dupont Canada a produit du HCFC-22 en 1989, mais aucune quantité après 1990. Allied-Signal n'a soumis à la SUPAC que ses données sur la production pour la période 1990-1992, parce qu'elle a cessé cette activité en 1993 (courriel de Y. Bovet)¹⁵.

Le HCFC-22 peut servir de frigorigène, de composant de mélange pour le gonflement de mousse et de charge d'alimentation pour la fabrication de polymères synthétiques (GIEC 2002). Toutefois, à cause de ses capacités d'appauvrissement de l'ozone, les pays industrialisés ont programmé l'élimination du HCFC-22 au cours des années à venir. Au Canada, la fabrication et l'importation d'équipement contenant du HCFC-22 devraient avoir cessé le 1^{er} janvier 2010 (ICCCR, 2008).

4.13.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de HFC-23 associées à la production de HCFC-22, on a multiplié la production totale de HCFC-22 par le facteur d'émission de niveau 1 du GIEC, soit 0,04 t HFC 23/t HCFC-22 produite (GIEC/OCDE/AIE, 1997). On a supposé que la destruction (par oxydation thermique) ou la transformation du HFC-23 ne se pratiquait pas au Canada. La SUPAC a recueilli des données de production pour 1990–1992 auprès des producteurs de HCFC (courriel de Y. Bovet)¹⁶.

4.13.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On n'a pas mesuré l'incertitude relative aux estimations des émissions de HFC-23. Cependant, on croit que les données sur la production soumises par les producteurs de HCFC-22 étaient raisonnablement précises. La principale source d'incertitude pourrait être le facteur d'émission par défaut de niveau 1, car la corrélation entre la quantité des émissions de HFC-23 et la cadence de production du HCFC-22 peut varier selon l'infrastructure de l'usine et les conditions d'exploitation (GIEC, 2002).

4.13.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

Des vérifications informelles (portant notamment sur la transcription des données, les calculs et les conversions d'unités) ont été effectuées sur la catégorie de la production de HCFC-22. Aucun problème d'importance n'a été décelé.

¹⁵ Bovet Y. 2007. Communication personnelle (courriel daté du 8 novembre 2007). Environnement Canada, UPAC.

¹⁶ Voir la note de bas de page précédente.

4.13.5 Recalculs par catégorie

Aucun recalcul n'a été effectué à l'égard de cette catégorie.

4.13.6 Améliorations prévues par catégorie

Aucune amélioration n'est actuellement prévue pour cette catégorie.

4.14 Consommation d'halocarbures (catégorie 2.F du CUPR)

Les hydrofluorocarbures (HFC) et, dans une mesure très limitée, les perfluorocarbures (PFC) servent de produits de remplacement des substances appauvrissant la couche d'ozone qui font l'objet d'une élimination aux termes du Protocole de Montréal. Les principaux champs d'utilisation des HFC et des PFC sont la réfrigération et la climatisation, l'extinction des incendies, les aérosols, le dégraissage aux solvants, l'injection de mousse et d'autres applications (notamment la fabrication de semi-conducteurs dans le cas des PFC).

Avant que l'interdiction de produire et d'utiliser des CFC n'entre en vigueur en 1996 dans la foulée du Protocole de Montréal, on produisait et utilisait très peu de HFC. Les seuls HFC produits étaient le HFC-152a, une composante du mélange frigorigène R-500, et le HFC-23, un sous-produit de la production de HCFC-22 (voir la section précédente). Ainsi, les émissions imputables à la consommation de HFC sont jugées négligeables pour la période 1990-1994. La production de HFC-134a a débuté en 1991, et on produit aujourd'hui divers autres HFC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Tous les HFC consommés au Canada sont importés en vrac ou sous forme de produits (comme les réfrigérateurs). Il n'y a pas de production connue de HFC au Canada.

Les PFC servent surtout d'agents réfrigérants dans des segments de marché spécialisés et dans le domaine des essais de sécurité électronique. Cependant, les émissions attribuables à la consommation de PFC sont mineures par rapport aux émissions de PFC imputables à la production d'aluminium (voir la section sur la production d'aluminium). Comme les HFC, les PFC consommés au Canada sont importés en vrac ou sous forme de produits. Il n'y a aucune installation de fabrication de PFC connue au Canada.

4.14.1 Questions de méthodologie

Les estimations des émissions de HFC en 1995 reposent sur les données recueillies dans le cadre de l'Enquête préliminaire sur les HFC réalisée par la SUPAC d'Environnement Canada en 1996. Environnement Canada a revu et corrigé les enquêtes ultérieures pour obtenir des données plus détaillées sur les activités. Les enquêtes sur les HFC menées en 1998, 1999, 2001 et 2005 sont la source des données sur les activités qui ont servi à estimer les émissions pour la période 1996-2000 et pour 2004 (courriels de Y. Bovet et Y. Guilbault)¹⁷. Dans certains cas, on a mené une enquête pour recueillir des données sur deux années. Les données sur les ventes de HFC pour 2001-2003 ont été recueillies en 2005 auprès des principaux importateurs de HFC au Canada (Cheminfo Services, 2005c). Ces données ont été ventilées par segment du marché pour pouvoir déterminer la quantité totale utilisée dans chaque type d'application.

¹⁷ Bovet, Y. et Y. Guilbault, 2004-2006. Communication personnelle (courriels reçus dans les années 2004 à 2006). SUPAC.

Les données sur l'importation et la vente de HFC pour 2005-2007 ont été déclarées à la Division des GES sur une base volontaire. Au cours de ce processus de déclaration, la Division des GES a envoyé des demandes de données aux principaux importateurs de HFC en vrac ainsi qu'aux entreprises qui importent ou exportent des produits contenant des HFC. Plus de 80 % des entreprises sollicitées ont été en mesure de fournir leurs données. Lorsque celles d'une entreprise n'étaient pas disponibles, on a supposé que les quantités non déclarées étaient restées au niveau des années les plus récentes pour lesquelles on disposait de données.

De plus, pour les années 1995 et 1999 à 2003, aucune donnée n'était disponible sur les quantités de HFC dans les produits importés et exportés, à l'exception des véhicules pour lesquels les quantités de HFC des années 1999 et en 2000 ont été fournies par la SUPAC. Pour 1995, on a présumé que les quantités de HFC dans les produits importés et exportés étaient nulles. Pour 1999-2003, on a présumé qu'elles étaient restées au même niveau qu'en 1998, de même que pour les véhicules importés et exportés en 2000.

Faute de données détaillées sur les HFC en 1995, on n'a pu utiliser la méthode d'estimation de niveau 2 du GIEC. En revanche, on s'est servi d'une méthode de niveau 1 modifiée pour obtenir une estimation représentative des émissions effectives de HFC en 1995 pour les groupes suivants : aérosols, mousses, fabrication d'appareils de climatisation, entretien des systèmes de climatisation, réfrigération, systèmes d'extinction par saturation. Pour estimer les émissions de HFC en 1996-2007, on a utilisé une méthode de niveau 2 du GIEC. Une description plus détaillée des méthodes de niveaux 1 et 2 utilisées est donnée dans les sous-sections qui suivent.

La méthode de niveau 2 du GIEC a servi à estimer les émissions imputables à la consommation de PFC durant les années 1995-2006. La description détaillée de cette méthode est donnée dans les sous-sections qui suivent. Les données sur les activités de la période 1995-2000 proviennent des enquêtes sur les PFC menées en 1998 et 2001 par Environnement Canada. Comme il n'existait pas de données pour la période 2001-2004, les émissions ont été estimées, dans l'ensemble, en partant de l'hypothèse que les quantités utilisées dans diverses applications étaient demeurées constantes depuis 2000. La Division des GES a recueilli des données sur les PFC pour la période de 2005-2007 auprès des grands consommateurs de PFC. Plus de 50 % des entreprises sollicitées ont fait parvenir leurs données à la division, lesquelles ont servi à estimer les émissions. En ce qui concerne les entreprises pour lesquelles on ne disposait pas de données, on a présumé que l'utilisation des PFC était demeurée inchangée par rapport aux niveaux de 2000. De plus, les entreprises qui ont fermé leurs portes ou cessé d'utiliser des PFC ont été répertoriées tout au long du processus, et les données d'activité correspondantes utilisées pour élaborer les estimations ont été corrigées en conséquence.

4.14.1.1 Estimations des émissions de HFC pour 1995

Les sous-sections qui suivent contiennent des explications sur les coefficients d'émission et les hypothèses utilisés pour élaborer les estimations des émissions de HFC de 1995 pour les groupes suivants : climatisation MOE, entretien de l'équipement de climatisation, réfrigération, injection de mousse, aérosols importés et systèmes d'extinction par saturation.

Fabrication d'appareils de climatisation

Pour estimer les émissions provenant des systèmes de climatisation et de leurs fabricants, les lignes directrices révisées du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) proposent un taux de perte de 2 % à 5 %. Pour le Canada, on a présumé un taux de 4 %.

Entretien de l'équipement de climatisation

Puisqu'on a présumé que la majeure partie de l'utilisation de HFC dans le domaine de la climatisation était principalement imputable au remplacement des pertes en cours de fonctionnement, un taux de perte de 100 % a été appliqué.

Réfrigération

On a présumé que la totalité des systèmes de réfrigération au Canada appartiennent à la catégorie secteur commercial et industriel, étant donné qu'il s'agit de la source d'émission dominante. On a présumé en outre que les HFC déclarés dans la catégorie des systèmes de réfrigération représentent la quantité utilisée pour le chargement initial et le rechargement ultérieur des équipements. Cependant :

Équation 4-15:

$$\text{HFC (réfrig)} = \text{charge} + \text{perte de fonctionnement}$$

Selon le GIEC, les pertes de fonctionnement sont d'environ 0,17 (charge) (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Si l'on suppose que la charge totale reste constante à court terme :

$$\text{HFC (réfrig)} = \text{charge} + 0,17(\text{charge}) = 1,17(\text{charge})$$

ou

$$\text{Charge} = \frac{\text{HFC (réfrig)}}{1,17}$$

Si l'on présume que les fuites à l'assemblage sont minimales :

$$\text{Émission} = \text{perte de fonctionnement} = 0,17(\text{charge})$$

Ainsi,

Équation 4-16:

$$\text{Émissions} = 0,17 \times \left(\frac{\text{HFC (réfrig)}}{1,17} \right)$$

Injection de mousse

Pour 1995, on a supposé que tout le gonflement de mousse était du type à alvéoles ouvertes. Ainsi, un coefficient d'émission de 100 % a été appliqué.

Produits aérosols

Dans le cas des aérosols, le guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000) propose un FE par défaut de 50 % de la charge initiale par an. On a supposé que la production de 1994 équivalait à 50 % de celle de 1995. Par conséquent, les émissions survenues en 1995 d'aérosols fabriqués en 1994 équivalaient à environ 25 % de la consommation de 1995. On a donc appliqué un facteur de 80 % à la consommation de 1995 pour estimer les émissions de HFC attribuables aux aérosols en 1995.

Extinction des incendies- Systèmes d'extinction par saturation

Pour 1995, on a supposé que tout l'équipement d'extinction des incendies dans lequel des HFC avaient été introduits consistait en des systèmes d'extinction par saturation. On a donc appliqué un facteur de 35 % (GIEC/OCDE/AIE, 1997) pour en estimer les émissions de HFC .

4.14.1.2 Estimations des émissions de HFC de 1996 à 2007 et de PFC de 1995 à 2007

Les sous-sections qui suivent contiennent des explications sur les coefficients d'émissions et les hypothèses ayant servi à élaborer les estimations des émissions de HFC de 1996 à 2007 et de PFC de 1995 à 2007.

Assemblage des systèmes de réfrigération et de climatisation

On a utilisé l'équation ci-dessous, qui se trouve dans les lignes directrices révisées du GIEC de 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997) pour estimer les émissions durant l'assemblage de systèmes de réfrigération résidentiels et commerciaux et de systèmes de climatisation fixes et mobiles :

Équation 4-17:

$$E_{\text{assemblage}, t} = \text{Charge}_t \times k$$

où :

- $E_{\text{assemblage}, t}$ = quantité d'émissions t au cours de la fabrication et de l'assemblage du système durant l'année
- Charge_t = quantité de réfrigérant t chargé dans les nouveaux systèmes durant l'année
- k = pertes à l'assemblage en pourcentage de la quantité chargée

La valeur de k a été choisie parmi une plage de valeurs fournies pour chaque catégorie d'équipement dans les lignes directrices révisées du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) (voir le Tableau 4-7).

Tableau 4-7: Pertes d'assemblage en pourcentage de la quantité chargée (k) pour diverses applications

Aux fins de l'estimation des HFC		Aux fins de l'estimation des PFC	
Type d'application	Valeur de k (%)	Type d'application	Valeur de k (%)
Réfrigération résidentielle	2,0	Réfrigération (y compris à températures ultrabasses)	3,5
Réfrigération commerciale	3,5	Climatiseurs stationnaires	3,5
Climatiseurs stationnaires	3,5	Climatiseurs mobiles	4,5
Climatiseurs mobiles	4,5		

Fuites annuelles

L'équation qui suit, provenant des lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997), a servi à calculer les émissions de HFC et de PFC imputables aux fuites :

Équation 4-18:

$$E_{\text{fonctionnement}, t} = \text{Stock}_t \times x$$

où :

$E_{\text{fonctionnement}, t}$	=	quantité t de HFC/PFC émise durant le fonctionnement du système au cours de l'année
Stock_t	=	quantité t de HFC/PFC stockée dans les systèmes existants au cours de l'année
x	=	taux annuel de fuite en pourcentage de la charge totale de HFC/PFC en stock

L'expression « Stock_t » comprend la quantité de HFC ou de PFC contenue dans l'équipement fabriqué au Canada, celle dans l'équipement importé et la quantité de HFC utilisée pour l'entretien de l'équipement et exclut la quantité de HFC/PFC dans l'équipement exporté. On a présumé qu'aucune fuite ne survenait l'année de fabrication ou de conversion. Les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) proposent une plage de valeurs pour le taux annuel de fuite (x) pour chacune des catégories d'équipements. Le taux annuel de fuite retenu pour chaque catégorie est illustré au Tableau 4-8.

Tableau 4-8: Taux annuels de fuite (x) pour diverses applications

Aux fins de l'estimation des HFC		Aux fins de l'estimation des PFC	
Type d'application	Valeur de x (%)	Type d'application	Valeur de x (%)
Réfrigération résidentielle	1,0	Réfrigération (y compris à températures ultrabasses)	17,0
Réfrigération commerciale	17,0	Climatiseurs stationnaires	17,0
Climatiseurs stationnaires	17,0	Climatiseurs mobiles	30,0
Climatiseurs mobiles	15,0		

Élimination des systèmes

On a présumé qu'il n'y avait pas eu d'émissions de HFC ni de PFC résultant de l'élimination des systèmes entre 1995 et 2007, étant donné que les appareils de réfrigération et de climatisation ont une durée de vie de 12 à 15 ans et que l'utilisation des HFC n'a débuté qu'en 1995.

Injection de mousse

On s'est servi de la méthode de niveau 2 du GIEC figurant dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/ OCDE/AIE, 1997) pour estimer les émissions de HFC (1996-2007) et de PFC (1995-2007) imputables à l'injection de mousse. Les mousses sont regroupées en deux grandes catégories : les mousses à alvéoles ouvertes et les mousses à alvéoles fermées.

Injection de mousse à alvéoles ouvertes

Lors de la production de mousses à alvéoles ouvertes, la totalité des HFC utilisés sont rejetés (GIEC/OCDE/AIE, 1997). On ne connaît aucun cas d'utilisation de PFC dans l'injection de mousse à alvéoles ouvertes. Les catégories de mousses à alvéoles ouvertes qui rejettent des HFC sont les suivantes :

- rembourrage - automobiles;
- rembourrage - autres;
- emballage - aliments;
- emballage - autres;
- autres utilisations des mousses.

Injection de mousse à alvéoles fermées

Au cours de la production de mousses à alvéoles fermées, environ 10 % des HFC et des PFC utilisés sont rejetés (GIEC/OCDE/AIE, 1997). La quantité résiduelle est piégée dans la mousse et rejetée lentement pendant environ 20 ans. L'équation de niveau 2 du GIEC (voir ci-dessous) a servi à calculer les émissions des mousses à alvéoles fermées :

Équation 4-19:

$$E_{\text{mousse}, t} = 10 \% \times Q_{\text{t}\text{fabrication}, t} + 4,5 \% \times \text{Charge initiale}$$

où :

$E_{\text{mousse}, t}$	=	Émissions t provenant des mousses à alvéoles fermées au cours de l'année
$Q_{\text{t}\text{fabrication}, t}$	=	Quantité t de HFC/PFC utilisée dans la fabrication de mousse à alvéoles fermées au cours de l'année
Charge initiale	=	charge initiale d'agent soufflé dans la mousse

On trouvera ci-dessous les catégories de mousses à alvéoles fermées qui rejettent des HFC :

- isolation thermique - maisons et édifices;
- isolation thermique - tuyaux;
- isolation thermique - réfrigérateurs et congélateurs;
- isolation thermique - autres.

Extincteurs

La méthode de niveau 2 du GIEC des lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) a servi à calculer les émissions de HFC des extincteurs portatifs et des systèmes d'extinction par saturation à compter de 1996. On ne connaît aucun cas d'utilisation de PFC dans le matériel d'extinction d'incendie.

Extincteurs portatifs

La méthode de niveau 2 du GIEC des lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) a servi à estimer les émissions à 60 % de la quantité de HFC utilisée dans les équipements nouvellement installés.

Systèmes d'extinction par saturation

La méthode de niveau 2 du GIEC des lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997) a servi à estimer les émissions des systèmes d'extinction par saturation à 35 % de la quantité de HFC utilisée dans les nouveaux systèmes d'extinction installés.

Aérosols/aérosols-doseurs

La méthode de niveau 2 du GIEC présentée dans les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) a servi à calculer les émissions de HFC des aérosols à partir de 1996. L'estimation des émissions pour l'année en cours équivaut à la moitié de la quantité de HFC utilisée dans les aérosols, plus la moitié de celle utilisée dans les aérosols l'année précédente. La quantité de HFC utilisée chaque année équivaut à la quantité de HFC utilisée dans la production d'aérosols et à la quantité de HFC qui se trouve dans les aérosols importés, à l'exclusion de celle qui se trouve dans les aérosols exportés.

Étant donné que les enquêtes sur les PFC d'Environnement Canada n'ont recueilli aucune donnée sur la quantité de PFC utilisée dans les aérosols, on a présumé que les émissions de PFC imputables à leur utilisation dans les aérosols étaient négligeables.

Solvants

La méthode de niveau 2 du GIEC des lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) a servi à estimer les émissions de HFC et de PFC imputables aux solvants. L'estimation des émissions de l'année en cours équivaut à la moitié de la quantité de HFC et de PFC utilisés comme solvants l'année courante plus la moitié de la quantité de HFC et de PFC utilisés comme solvants l'année précédente. La quantité de HFC et de PFC utilisée chaque année équivaut à la quantité de HFC et de PFC produits et importés comme solvants et exclut la quantité de HFC et de PFC exportés comme solvants. Les HFC et les PFC utilisés comme solvants comprennent les catégories suivantes :

- industries électroniques;
- solvants de laboratoire;
- nettoyage général.

Fabrication de semi-conducteurs

Les PFC font l'objet de deux grandes utilisations dans l'industrie de fabrication des semi-conducteurs : la gravure au plasma des plaquettes de silicium et le nettoyage au plasma des chambres de métallisation sous vide.

C'est la méthode de niveau 2b du GIEC illustrée ci-dessous qui a servi à estimer les émissions de PFC imputables à l'industrie de fabrication des semi-conducteurs :

Équation 4-20:

$$E_{SC} = E_{FC} + E_{CF_4}$$

où :

- E_{SC} = émissions totales de PFC imputables à la fabrication des semi-conducteurs
- E_{FC} = émissions résultant de l'utilisation des PFC (voir Équation 4- ci-dessous)
- E_{CF_4} = CF_4 émis comme produit dérivé au cours de l'utilisation des PFC (voir Équation 4-)

Équation 4-21:

$$E_{FC} = (1-h) \times \sum_p [FC_{i,p} \times (1-C_{i,p}) \times (1-a_{i,p} \times d_{i,p})]$$

où :

- h = fraction de fluorocarbure qui reste dans le contenant d'expédition (talon) après usage
 p = type de procédé (gravure au plasma ou nettoyage au plasma de la chambre de métallisation sous vide)
 FC_{i,p} = quantité de fluorocarbure *i* injecté dans le type de procédé *p*
 C_{i,p} = taux d'utilisation (fraction détruite ou transformée) pour chaque fluorocarbure *i* et type de procédé *p*
 a_{i,p} = fraction du volume gazeux *i* injecté dans le procédé *p* avec des dispositifs antipollution
 d_{i,p} = fraction de fluorocarbure *i* détruite dans le procédé *p* par les dispositifs antipollution

Équation 4-22:

$$E_{CF_4} = (1-h) \times \sum_p [B_{i,p} \times FC_{i,p} \times (1-a_{i,p} \times d_{i,p})]$$

où :

- B_{i,p} = fraction de gaz *i* transformé en CF₄ pour chaque type de procédé *p*

et où les autres termes sont définis comme ci-dessus.

On trouvera au Tableau 4-9 (IPCC 2000) des valeurs par défaut des variables utilisées dans les équations.

Tableau 4-9: Taux d'émission des PFC¹

Procédé	Fractions des émissions par défaut du GIEC			
	CF ₄	C ₂ F ₆	C ₃ F ₈	c-C ₄ F ₈
(1-C) Gravure au plasma	0,7	0,4	0,4	0,3
(1-C) Chambre de métallisation sous vide	0,8	0,7	0,4	ND
B Gravure au plasma	SO	0,1	ND	SO
B Chambre de métallisation sous vide	SO	0,1	0,2	SO

Notes :

1. Niveau 2b du GIEC (2000).

ND = données non disponibles.

SO = sans objet.

Étant donné qu'il n'existe aucune donnée sur les dispositifs antipollution de ces procédés, on a présumé que a_{i,p} équivalait à 0 et que d_{i,p} équivalait à 1. Par ailleurs, on a présumé que h équivalait à 0,1, comme le suggère le GIEC (2000).

Autres sources

Des émissions minimales de PFC ont été relevées dans l'industrie électronique, notamment dans le cadre d'applications émettrices, comme les essais de fiabilité (liquides inertes), les agents

réfrigérants (refroidissement par évaporation directe des appareils électriques et électroniques et agents réfrigérants indirects dans les appareils électroniques en circuit fermé) et le nettoyage de précision (GIEC 2000). Ces émissions peuvent être classées en deux types de sources : les sources *diffuses* et les sources *ponctuelles*.

Parmi les sources diffuses, on peut citer :

- les essais en environnement électrique;
- les essais de fuites grossières;
- les essais de chocs thermiques.

Les utilisations non identifiées et diverses de PFC déclarées dans l'enquête sur les PFC ont également été considérées dans les sources *diffuses*. Selon la méthode de niveau 2 du GIEC, 50 % des PFC utilisés aux fins décrites ci-dessus sont rejetés la première année et le reste l'année suivante.

Parmi les sources *ponctuelles* se trouve l'utilisation de PFC comme isolant électronique et comme agent réfrigérant diélectrique pour le transfert thermique dans l'industrie électronique. On applique les coefficients d'émission de la méthode de niveau 2 du GIEC (GIEC, 2000) aux données sur l'utilisation des PFC qui proviennent de l'enquête sur les PFC pour estimer les émissions de PFC de sources ponctuelles, de la façon suivante :

Équation 4-23:

$$E_{\text{ponctuelles}, t} = (k \times Qt_t) + (x \times \text{Stock}_t) + (d \times Qt_t)$$

où :

$E_{\text{ponctuelles}, t}$	=	émissions de sources ponctuelles
Qt_t	=	quantité t de PFC vendue pour l'utilisation ou la fabrication de sources ponctuelles au cours de l'année
Stock_t	=	quantité t de PFC en stock au cours de l'année
k	=	coefficient d'émission imputable à la fabrication (1 % des ventes annuelles)
x	=	taux de fuite (2 % du stock)
d	=	coefficient d'émission imputable à l'élimination (5 % des ventes annuelles)

4.14.2 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On a estimé que le degré d'incertitude associé à l'estimation des émissions de HFC en 2001, estimation fournie dans le rapport d'ICF Consulting (2004), se situait dans la plage de -21 % à +55 %. Selon ce rapport, comme les modèles d'incertitude sur la consommation d'halocarbures et l'évaluation de l'incertitude des données d'entrée reposent sur plusieurs hypothèses, les estimations du degré d'incertitude pour ce sous-secteur doivent être considérées comme préliminaires.

Somme toute, la plage d'incertitude correspond à une estimation éminemment prudente des émissions totales de HFC en 2007. Les améliorations de l'estimation de la valeur « Stock_t » des HFC et l'obtention de données plus récentes sur la consommation devraient avoir réduit l'incertitude liée à l'estimation des émissions de HFC. Pour évaluer l'effet quantitatif de ces fluctuations sur la plage d'incertitude, il faudra procéder à une analyse actualisée et plus détaillée. Parmi les sources possibles d'incertitude dans cette catégorie, on trouve 1) les taux d'émission par

défaut du GIEC, qui ne s'appliquent peut-être pas intégralement au contexte canadien; et 2) les données sur les quantités de HFC que l'on trouve dans les produits importés et exportés.

L'étude d'ICF Consulting (2004) attribue une plage d'incertitude de -28% à $+70\%$ à l'estimation des émissions de PFC en 2001. Cette plage est jugée prudente pour l'estimation des émissions de 2007, car elle a été établie en fonction de données plus récentes sur la consommation.

Les taux d'émission par défaut du GIEC ont été systématiquement utilisés sur toute la série chronologique d'émissions de HFC et de PFC de ce sous-secteur. Les enquêtes menées par la Section de l'utilisation des produits et de l'application de contrôles, par Cheminfo Services au nom de la Division des GES (Cheminfo Services, 2005c) et par la Division des GES ont servi de sources de données pour estimer les émissions de HFC et PFC.

4.14.3 AQ/CQ et vérification par catégorie

La consommation d'halocarbures entraînant des émissions de HFC a été une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AC/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 des recommandations du GIEC (GIEC 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors de ces contrôles.

On a effectué des contrôles de la qualité de niveau 1 sur la catégorie de la consommation de PFC (même s'il ne s'agissait pas d'une catégorie importante), à la suite d'une modification du modèle de calcul et de l'acquisition de données plus récentes.

4.14.4 Recalculs par catégorie

On a effectué de nouveaux calculs aux fins de l'estimation des émissions de HFC pour les années 2005 et 2006 à la suite d'une révision des données et de l'acquisition de nouvelles données. Les écarts entre les estimations des émissions pour 2005 et 2006 présentées dans le rapport précédent et celles incluses ici se traduisent par une variation d'environ $-4,4\%$ à $0,5\%$ (ou de $-0,23$ Mt à $0,029$ Mt d'éq. CO₂).

On a également actualisé les estimations pour la période de 1998 à 2006 afin de corriger des erreurs de calcul mineures et d'intégrer les données récentes. Les nouveaux calculs ont eu une incidence sur les estimations de 1998-2006, qui ont baissé de $-84,5\%$ à $-0,01\%$ (ou de $0,25$ Mt à $0,000002$ Mt d'éq. CO₂).

4.14.5 Améliorations prévues par catégorie

Pour la préparation de l'inventaire, les entreprises ont fourni des informations sur les coefficients d'émission attribuables à l'utilisation de HFC, mais il faudra assurer un suivi auprès de celles-ci afin d'obtenir des renseignements plus détaillés afin d'établir les coefficients d'émission des HFC propres au pays fondés sur des données solides. On prévoit également remplacer les données d'activité manquantes à l'aide d'une interpolation linéaire, tel que suggéré dans les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques (GIEC, 2000), plutôt que d'utiliser les données d'une année en particulier.

4.15 Production et consommation de SF₆ (catégories 2.E et 2.F du CUPR)

4.15.1 Description de la catégorie de source

Outre la production et le moulage de magnésium, les équipements électriques que l'on trouve dans les services publics et les semi-conducteurs sont des sources connues d'émissions de SF₆. Les services publics utilisent le SF₆ comme agent d'isolation et d'extinction dans les équipements électriques à haute tension, comme les appareillages de connexion, les disjoncteurs autonomes et les sous-stations isolées au gaz.

Actuellement, le Canada ne produit pas de SF₆; il est donc entièrement importé. Entre 1990 et 1996, plus de 95 % des importations provenaient des États-Unis; ce pourcentage a toutefois baissé ces dernières années, les importations d'Allemagne ayant augmenté (Cheminfo Services, 2002).

4.15.2 Questions de méthodologie

Pour les émissions de SF₆ des équipements électriques :

Pour estimer les émissions de SF₆ imputables aux équipements électriques des services publics, on a eu recours à une méthode descendante, en présumant que tout le SF₆ acheté auprès des distributeurs de gaz remplaçait le SF₆ perdu par fuite.

Dans une étude menée par Cheminfo Services (2002) en vue d'examiner et d'évaluer les sources possibles d'émissions de SF₆ au Canada, plusieurs compagnies de services publics canadiennes ont déclaré que les nouveaux équipements sont généralement livrés avec quelques bonbonnes de SF₆ fournies par le fabricant pour le chargement. La quantité de SF₆ achetée auprès des fabricants peut donc être faible par rapport à la quantité achetée auprès des distributeurs de gaz. C'est pourquoi on présume que la totalité du SF₆ vendu par ces derniers aux compagnies de services publics sert à remplir les équipements qui fuient et que le SF₆ fourni par les fabricants s'ajoute au nouveau stock et n'est pas rejeté.

Il s'agit d'une méthode de niveau 1 modifiée, car elle suit la logique de la méthode de niveau 1 en présumant que la totalité du SF₆ acheté aux distributeurs de gaz sert à remplacer le SF₆ perdu par fuite. Elle est dite « modifiée » parce qu'elle ne porte que sur les ventes de SF₆ des distributeurs de gaz (Cheminfo Services, 2005a).

La Division des GES a demandé aux distributeurs de gaz de présenter leurs données annuelles sur les ventes de SF₆ par segment de marché pour pouvoir appliquer cette méthode modifiée de niveau 1. Toutefois, on n'a recueilli des ensembles complets de données sur les ventes des grands distributeurs de gaz que pour la période de 1995 à 2000 inclusivement. D'autres méthodes ont été utilisées pour estimer les ventes de SF₆ au cours des autres années de la série chronologique pour lesquelles un grand distributeur n'a pas fourni de données. Par exemple, on a supposé que les estimations des ventes pour la période 1990-1994 étaient les mêmes qu'en 1995, comme l'a recommandé l'équipe d'examen composée d'experts pendant l'examen pancanadien de 2007. L'estimation des ventes pour la période de 2001 à 2007 est fondée sur les écarts entre les importations de SF₆ (données tirées de la base de données sur le commerce international de marchandises de Statistique Canada : http://www.statcan.gc.ca/trade/scripts/trade_search.cgi;f__) et l'utilisation de SF₆ dans d'autres secteurs, tels que la production primaire et le moulage de magnésium, ainsi que les laboratoires et la production d'aluminium.

La Division des GES a recueilli des données sur les ventes de 2004 à 2007 auprès de certains des principaux distributeurs de gaz; elles ont servi à déterminer la répartition des ventes de SF₆ (en pourcentage) par segment de marché. On a ensuite multiplié les pourcentages de répartition par la valeur des importations totales afin d'estimer le montant des ventes aux petits utilisateurs de SF₆ de qui il était impossible de recueillir des données.

Pour les émissions de SF₆ attribuables à la fabrication de semi-conducteurs :

La méthode utilisée pour estimer les émissions SF₆ dues à la fabrication de semi-conducteurs est semblable à celle qui sert à calculer les émissions de PFC. Toutefois, comme l'utilisation de SF₆ dans le procédé n'émet aucun sous-produit de CF₄, Équation 4- est inutile. Par conséquent,

Équation 4-24:

$$\text{Émissions de SF}_6 = (1 - h) \times [FC \times (1 - C) \times (1 - a \times d)]$$

où :

- h = fraction de SF₆ qui reste dans le contenant d'expédition (talon) après usage (%)
- FC = quantité *t* de SF₆ utilisée dans le procédé (ou ventes)
- C = taux d'utilisation (fraction détruite ou transformée) (%)
- a = fraction du volume de gaz injectée dans le procédé avec des dispositifs antipollution
- d = fraction de SF₆ détruite lors du procédé par les dispositifs antipollution

La valeur de h fournie et confirmée par deux grands distributeurs de SF₆, Air Liquide et Praxair, s'élevait à 12 % (courriels de H. Rahal et A. Tardif)¹⁸. On a utilisé la valeur par défaut du GIEC de 0,5 pour (1 - C). Comme on a présumé qu'aucun dispositif antipollution n'était utilisé par cette industrie, les valeurs attribuées à « a » et à « d » étaient respectivement de zéro et de un. Il s'agit d'une méthode de niveau 2. Il faut souligner que des efforts ont été faits, pendant la préparation de cet inventaire, pour obtenir des valeurs « a » et « d » propres au pays (1-C). Toutefois, étant donné la faible quantité de données recueillies, il n'a pas été possible d'établir des valeurs de paramètres propres au Canada.

Comme les principaux fournisseurs canadiens de gaz n'ont fourni de données sur les ventes que pour la période 1995-2000 dans le cadre d'une étude réalisée en 2005 (Cheminfo Services, 2005a), on a présumé que la quantité vendue chaque année entre 1990 et 1994 était la même qu'en 1995. On a aussi présumé que les ventes annuelles entre 2001 et 2003 représentaient la valeur moyenne enregistrée entre 1995 et 2000. Pour estimer les quantités totales de SF₆ vendues aux fabricants de semi-conducteurs entre 2004 et 2007, on a multiplié les quantités de SF₆ importées (données tirées de la base de données sur le commerce international de marchandises de Statistique Canada : http://www.statcan.gc.ca/trade/scripts/trade_search.cgi?f_) par le pourcentage de répartition des ventes aux fabricants de semi-conducteur. Comme nous l'avons expliqué précédemment, les données sur les ventes par segment de marché fournies par certains des principaux distributeurs de SF₆ ont servi à établir le pourcentage de ventes attribué à chaque utilisateur/type de marché. Il convient de mentionner que des efforts ont été faits pour obtenir des

¹⁸ Rahal H. et A. Tardif. Communication personnelle (courriels datés du 22 novembre 2006 et du 13 novembre 2006, respectivement). Praxair et Air Liquide.

données sur la consommation de SF₆ directement auprès des manufacturiers, mais le taux de réponse a été très bas et le peu de données recueillies ne permettrait pas d'améliorer la méthode d'estimation actuelle.

4.15.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'étude réalisée en 2005 par Cheminfo Services (Cheminfo Services, 2005a) attribue une plage d'incertitude de -50 % à +19 % à l'estimation des émissions de SF₆ attribuables à l'équipement électrique. Cette incertitude peut généralement s'expliquer par les lacunes de la méthodologie actuelle. Par exemple, le SF₆ acheté à un distributeur de gaz n'est pas toujours entièrement utilisé, et les bonbonnes excédentaires sont parfois retournées aux distributeurs (Cheminfo Services, 2005a). Il faut bien admettre néanmoins qu'il s'agit là de la méthode la plus simple d'estimation des émissions de SF₆ tant que les données sur les émissions de SF₆ déclarées par les compagnies de services publics au Programme d'engagement et de responsabilité en environnement de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) n'auront pas été mises à la disposition de la Division des gaz à effet de serre.

On n'a pas mesuré l'incertitude relative aux estimations des émissions de SF₆ imputables à la fabrication de semi-conducteurs.

La provenance des données et la méthodologie employée (à la fois pour les équipements électriques et la fabrication des semi-conducteurs) sont cohérentes tout au long de la série chronologique.

4.15.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La consommation de SF₆ dans les équipements électriques et celle de la fabrication de semi-conducteurs sont deux catégories importantes qui ont fait l'objet de contrôles de la qualité de niveau 1, tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 des recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors de ces contrôles.

4.15.5 Recalculs par catégorie

On a effectué de nouveaux calculs des émissions de SF₆ attribuables aux équipements électriques pour les années 2004 et 2006 afin de refléter l'acquisition de données actualisées sur la consommation de SF₆ dans d'autres secteurs et de données sur l'importation de SF₆. Les nouveaux calculs ont eu une incidence sur les estimations, faisant varier celle de 2004 de 0,01 % (ou 0,00005 Mt d'éq. CO₂) et celle de 2006, de 12,54 % (ou 0,17 Mt d'éq. CO₂).

L'estimation des émissions de SF₆ dues à la fabrication de semi-conducteurs en 2006 a été revue du fait de l'acquisition de données actualisées sur la consommation de SF₆. L'estimation pour 2006 utilisée aux fins du présent inventaire est inférieure de 35,1 % (ou de 0,004 Mt d'éq. CO₂) par rapport à celle de l'inventaire précédent.

4.15.6 Améliorations prévues par catégorie

Le recueil des estimations relatives aux émissions de SF₆ directement des services publics afin de les inclure aux futurs inventaires de GES est une amélioration prévue à la catégorie des émissions de SF₆ attribuables à l'équipement électrique. Les estimations seront préparées par les services publics et soumises à la Division des GES conformément au protocole d'estimation et de déclaration des émissions de SF₆ récemment mis au point par la Division des GES et l'ACÉ. Elles

seront incluses dans le rapport de 2010. On effectuera également, en collaboration avec les services publics canadiens, une évaluation de l'incertitude relative aux nouvelles données d'émission.

4.16 Autres procédés et procédés indifférenciés (catégorie 2.G du CUPR)

4.16.1 Description de la catégorie de source

Les émissions de ce sous-secteur proviennent de l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques et elles ne sont comptabilisées dans aucun autre sous-secteur des procédés industriels. Comme exemple de combustibles utilisés à des fins non énergétiques, on peut citer la consommation de liquides du gaz naturel (LGN) et de matières premières dans l'industrie des produits chimiques ainsi que l'utilisation de lubrifiants. Tous ces procédés entraînent un niveau variable d'oxydation du combustible, ce qui génère des émissions de CO₂.

L'utilisation des combustibles fossiles comme matière première ou à des fins non énergétiques est déclarée de manière regroupée par Statistique Canada (n° 57-003) à la rubrique Utilisations non énergétiques pour chaque combustible en particulier. Lorsque les émissions de CO₂ qui résultent de l'utilisation de combustibles à des fins non énergétiques sont attribuées à une autre catégorie du secteur des procédés industriels (comme c'est le cas de la production de l'ammoniac, de la sidérurgie, et de l'aluminium), ces émissions sont alors soustraites du total des émissions non énergétiques pour éviter toute double comptabilisation.

4.16.2 Questions de méthodologie

Les taux d'émission découlant de l'utilisation de combustibles à des fins non énergétiques ont été calculés d'après les taux d'émission potentiels de CO₂ et les pourcentages par défaut, fournis par le GIEC, du carbone stocké dans les produits. Les taux d'émission potentiels totaux de CO₂ proviennent des coefficients d'émission du carbone qui figurent dans l'étude de Jaques (1992), McCann (2000) et CIEEDAC (2006).

Les données sur les quantités de combustibles utilisés à des fins non énergétiques sont présentées dans le BDEEC (Statistique Canada, n° 57-003). À noter que les données du BDEEC pour une année donnée sont préliminaires et sujettes à révision dans les publications ultérieures. Pour estimer les émissions de CO₂ de ce sous-secteur, ces données ont été multipliées par les taux d'émission présentés à l'annexe 3.

Cette technique est considérée comme une méthode de niveau 1, car elle repose sur l'utilisation des données sur la consommation nationale et sur les coefficients d'émission nationaux moyens. Les questions de méthodologie au sujet du calcul des émissions de CO₂ imputables à l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques ne sont pas abordées expressément dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000).

On trouvera, à l'annexe 3, d'autres précisions sur la méthode de calcul utilisée.

4.16.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

La plage d'incertitude de -40 % à +1 % mentionnée dans l'étude d'ICF Consulting (2004) à l'égard des estimations des émissions de CO₂ dues aux utilisations des combustibles à des fins non énergétiques est généralement applicable à l'estimation de 2006, car aucun changement n'a été apporté à la méthodologie ni à la source des données depuis l'achèvement de cette étude. Cette plage d'incertitude implique que les émissions de cette catégorie sont sans doute surestimées. Elle

semble également refléter l'influence dominante de l'incertitude liée 1) au coefficient d'émission du coke de pétrole et 2) aux émissions de CO₂ imputables à la production d'ammoniac (ICF Consulting, 2004).

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont cohérentes sur toute la série chronologique.

4.16.4 AQ/CQ et vérification par catégorie

La catégorie Autres productions indifférenciées a été une catégorie clé qui a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles étaient conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors de ces contrôles.

4.16.5 Recalculs par catégorie

On a effectué un nouveau calcul des émissions de 2006 à la suite d'une mise à jour des données d'activité. Les émissions montrent une légère hausse (de 1,28 % ou 0,159 Mt d'éq. CO₂) par rapport à l'estimation des émissions de l'inventaire précédent.

4.16.6 Améliorations prévues par catégorie

On prévoit d'allouer les émissions des produits pétroliers utilisés comme charge d'alimentation dans l'industrie pétrochimique à une nouvelle catégorie, la production pétrochimique, qui fera partie du sous-secteur des produits chimiques.

5 Utilisation de solvants et autres produits (secteur 3 du CUPR)

5.1 Aperçu

Bien que les Lignes directrices révisées du GIEC de 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997) mentionnent que les solvants et composés connexes peuvent être des sources importantes d'émissions de composés organiques volatils non méthaniques (COVNM), le secteur Utilisation de solvants et autres produits ne rend compte que des émissions directes de gaz à effet de serre (GES). L'annexe 14 du RIN donne des détails sur les émissions de COVNM et d'autres GES émis de façon indirecte.

Ce secteur comprend plus particulièrement les émissions dues à l'utilisation de N₂O comme anesthésique et agent propulseur. Les émissions découlant de l'utilisation de solvants dans le nettoyage à sec, l'imprimerie, le dégraissage des métaux et diverses applications industrielles ainsi que l'usage domestique ne sont pas estimées parce que, selon les Lignes directrices révisées du GIEC (1996), ce genre d'utilisation ne génère pas de quantités notables de GES (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Comme le montre le Tableau 5-1, les émissions de GES du secteur Utilisation de solvants et autres produits représentaient 0,32 Mt d'éq.-CO₂ dans l'inventaire national des GES de 2007, comparativement à 0,18 Mt d'éq.-CO₂ en 1990. Ces émissions représentaient 0,04 % du total des émissions canadiennes de GES en 2007. Les tendances des émissions, que ce soit à long terme (entre 1990 et 2007) ou à court terme (entre 2006 et 2007), étaient surtout fonction de la demande nationale de N₂O comme anesthésique ou agent propulseur. Le taux de croissance à long terme des émissions de N₂O est de 83 %. Toutefois, selon le directeur de l'usine de la société Nitrous Oxide of Canada (NOC)³⁸, bien que la demande de N₂O ait été soutenue en 2007, NOC a réduit sa production cette année-là en raison de la hausse du prix du nitrate d'ammonium (une matière première utilisée pour synthétiser du N₂O) et de la force de la devise canadienne. Les exportations à destination des États-Unis ont aussi fléchi car leurs usines répondent de plus en plus à la demande nationale. Le même directeur avait déjà mentionné³⁹, lors de la préparation de l'inventaire précédent, que des données antérieures, fournies à la Division des gaz à effet de serre (DGES) dans le cadre d'une étude réalisée en 2006 (Cheminfo, 2006), pourraient constituer des sous-estimations, ce qui implique que le taux de croissance des émissions, à long ou à court terme, pourrait être inférieur aux valeurs rapportées. La DGES a récemment obtenu de la NOC des valeurs révisées de données antérieures qu'elle entend utiliser dans le prochain inventaire.

La deuxième principale application du N₂O, après son utilisation comme anesthésique, est son emploi comme agent propulseur dans les produits sous pression et les aérosols, et tout particulièrement dans les contenants de crème fouettée sous pression. La demande de N₂O au Canada pour la fabrication de ce produit alimentaire est relativement stable depuis 1995 (Cheminfo, 2006).

³⁸ Simpson T., 2008. Communication personnelle (courriel du 26 novembre 2008). Nitrous Oxide of Canada.

³⁹ Conversation téléphonique de représentants de la DGES et de la société Nitrous Oxide of Canada; 5 mars 2008.

Tableau 5-1: Sommaire des émissions de GES du secteur Utilisation de solvants et autres produits, pour des années particulières

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq.-CO ₂)		
	1990	2006	2007
Utilisation de solvants et autres produits (TOTAL)	180	320	320
<i>Utilisation de N₂O comme anesthésique</i>	150	270	270
<i>Utilisation de N₂O comme propulseur</i>	28	50	50

Pour assurer l'exactitude des estimations, on a soumis ce secteur à des contrôles de qualité de niveau 1. On trouvera ci-dessous, dans les sections 5.1.4 et 5.1.3, des détails complémentaires sur l'AQ/CQ et le degré d'incertitude.

5.1.1 Description de la catégorie de source

L'oxyde de diazote (N₂O) est un gaz liquéfié transparent et incolore, oxydant, à l'odeur légèrement sucrée, qui est stable et inerte à la température ambiante. Au cours d'une réaction à basse pression et basse température qui décompose le nitrate d'ammonium (NH₄NO₃), on obtient de la vapeur d'eau (H₂O) et du N₂O. La vapeur est extraite par condensation, et le N₂O « brut » est purifié, comprimé, séché et liquéfié en vue de l'entreposage et de la distribution. La société Nitrous Oxide of Canada, établie à Maitland (Ontario), seul producteur connu de N₂O comprimé pour la vente commerciale au Canada, fournit du N₂O à deux des trois principaux distributeurs de ce gaz, qui occupent l'essentiel du marché commercial au Canada. Ces sociétés vendent des bouteilles de N₂O à un nombre relativement important de sous-distributeurs. On estime qu'il pourrait y avoir au Canada entre 9000 et 12 000 clients utilisateurs finaux de N₂O, qui sont notamment des cabinets dentaires, des cliniques, des hôpitaux et des laboratoires (Cheminfo Services, 2006).

Le N₂O sert à un nombre limité d'applications, l'utilisation comme anesthésique représentant la plus grande partie de sa consommation au Canada, suivie par l'utilisation comme agent propulseur dans les produits alimentaires. Le N₂O peut également servir à d'autres fins : production d'azoture de sodium⁴⁰ (produit chimique qui était employé pour gonfler les coussins de sécurité des automobiles), spectrométrie d'absorption atomique, et fabrication de semiconducteurs. Selon les distributeurs interrogés au cours de la récente étude, environ 82 % de leur volume de ventes de N₂O sert aux applications dentaires et médicales, 15 % à son emploi comme agent propulseur dans la transformation des aliments et seulement 3 % aux autres utilisations (Cheminfo Services, 2006).

Il importe de noter que, parmi toutes les applications possibles du N₂O, seules les deux plus importantes sont des sources d'émissions. Quand le N₂O sert d'anesthésique, environ 97,5 % du gaz n'est pas métabolisé et quitte rapidement le corps du patient dans l'air exhalé (émission) étant donné sa faible solubilité dans le sang et divers tissus. Quand le N₂O sert d'agent propulseur, on estime seulement les émissions dues à son emploi dans les contenants de crème fouettée, car les quantités de N₂O employées dans d'autres produits alimentaires ou non alimentaires sont considérées comme négligeables par l'industrie alimentaire, le producteur de gaz et les

⁴⁰ Le N₂O a été employé par la société ICI Chemicals, de 1990 à 1997, comme réactif pour la production d'azoture de sodium. Il a toutefois été remplacé par une autre matière première en 1998.

distributeurs. Quand la crème sort du contenant, le gaz subit une dilatation et donne à la crème son apparence mousseuse. Étant donné qu'il n'y a aucune réaction chimique dans ce procédé, le N₂O est entièrement rejeté dans l'atmosphère (Cheminfo Services, 2006).

5.1.2 Questions de méthodologie

Les estimations des émissions de N₂O de ce secteur s'appuient sur les données des ventes, conformément à l'approche basée sur la consommation présentée dans les Lignes directrices révisées du GIEC de 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Comme il était pratiquement impossible de recueillir des données auprès de tous les utilisateurs finaux de N₂O, on a supposé que les ventes intérieures correspondaient à la consommation intérieure.

On a tenté de recueillir des données sur les ventes, au lieu des données sur les achats et la consommation, pour toutes les années. Le seul producteur canadien de N₂O et les trois grands distributeurs de ce gaz au Canada ont été interrogés dans le cadre d'une étude récente (Cheminfo Services, 2006), ce qui a permis d'estimer les volumes des ventes par type d'utilisation finale, de 1990 à 2005. Interrogée sur sa production annuelle et ses ventes au Canada, la société Nitrous Oxide of Canada n'a été en mesure de fournir que des estimations grossières de ses données antérieures. De plus, un questionnaire portant sur les volumes des ventes par segment de marché a été envoyé à chacun des distributeurs de N₂O, mais ces sociétés n'ont pas fourni l'ensemble des données antérieures demandées. En ce qui a trait aux données de 2006-2007, les demandes ont été directement soumises par la Division à la NOC et aux distributeurs de ce gaz, afin que ceux-ci lui fournissent les données pertinentes.

Faute de séries complètes de données couvrant la période de 1990 à 2007, on a utilisé les données sur les ventes intérieures de la production canadienne, fournies par la NOC, et les données sur les importations de N₂O, achetées de la base de données de Statistique Canada sur le commerce des denrées⁴¹, pour estimer le volume total des ventes intérieures (ou la consommation) de N₂O pour cette période. Les données sur les ventes par segment de marché et l'information qualitative recueillie auprès du producteur et des distributeurs ont servi à établir le profil des ventes par application, pour toutes les années, de 1990 à 2007. Pour calculer les quantités de N₂O vendu pour servir comme anesthésique et comme agent propulseur, on a multiplié le total des ventes intérieures par le pourcentage de chacune de ces applications d'après le profil des ventes.

Pour estimer les émissions attribuables à l'emploi du N₂O comme anesthésique au niveau national, on a multiplié la quantité de N₂O vendu à cette fin par un coefficient de 97,5 %, décision justifiée, comme il est mentionné dans la description de la catégorie de source, par le fait qu'environ 97,5 % du N₂O n'est pas métabolisé et est émis dans l'air exhalé par le patient. Veuillez noter que ce même coefficient est employé par l'Agence de protection de l'environnement (APE) des États-Unis.

Pour estimer les émissions attribuables à l'utilisation de N₂O dans les produits alimentaires (c.-à-d., les contenants de crème fouettée) au niveau national, on a supposé que 100 % de la quantité utilisée pour la fabrication de crème fouettée était rejetée, tel qu'expliqué dans la description de la catégorie de source. Cette même hypothèse est retenue par l'APE des États-Unis.

⁴¹ Disponible, en ligne, au http://www.statcan.gc.ca/trade/scripts/trade_search.cgi;f_

La somme des estimations des émissions de l'utilisation du N₂O comme anesthésique et agent propulseur correspond au total national des émissions pour le secteur Utilisation de solvants et autres produits.

On a divisé les estimations nationales des émissions par la population totale du pays pour obtenir un coefficient d'émission par personne. On a ensuite multiplié ce coefficient par la population de chaque province et territoire pour estimer les émissions aux niveaux provincial et territorial. Les chiffres annuels sur la population proviennent des publications n 91-213 et n 91-215 de Statistique Canada, dans le cas des périodes de 1990 à 2000, et de 2001 à 2007 respectivement.

Les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques (GIEC, 2000) n'abordent pas l'estimation des émissions de N₂O.

5.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

En 2004, la firme ICF Consulting a effectué une évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude sur les estimations des émissions de 2001 du secteur Utilisation de solvants et autres produits. Étant donné que cette étude a porté sur les estimations tirées de l'inventaire présenté en 2003, ses résultats ne sont plus applicables aux estimations actuelles de ce secteur. Il faudrait mettre à jour cette évaluation pour déterminer le degré d'incertitude réel des estimations actuelles des émissions, mais le rapport de 2006 de Cheminfo peut donner une idée de la plage d'incertitude. Par exemple, étant donné que les données antérieures sur les ventes n'ont pas été fournies par les distributeurs de N₂O et ont dû être estimées, leur plage d'incertitude est de l'ordre de $\pm 30\%$. En ce qui concerne les dernières années, le degré d'incertitude quant au total des ventes canadiennes pour chaque application est de l'ordre de $\pm 10\%$, car les distributeurs ont fourni davantage de données (Cheminfo Services, 2006).

La provenance des données et la méthodologie utilisée sont généralement cohérentes sur toute la série chronologique.

5.1.4 AQ/CQ et vérification

Le secteur visé par cette étude est considéré comme une catégorie clé et a fait l'objet, pour le présent rapport, de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6). Les contrôles effectués sont conformes aux Procédures de CQ pour inventaire général de niveau 1 qui figurent dans les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques (GIEC, 2000). Aucun problème d'importance n'a été décelé lors des contrôles de la qualité de niveau 1.

5.1.5 Recalculs

Les estimations des émissions pour ce secteur n'ont pas fait l'objet de recalculs.

5.1.6 Améliorations prévues

La première amélioration consistera à utiliser les données antérieures sur la production de N₂O, qui nous ont été fournies récemment, au cours de l'exécution du prochain inventaire. De plus, on pourrait aussi appliquer la valeur par défaut du taux d'émission de 100 %, tel que recommandé dans les Lignes directrices du GIEC de 2006, dans le cas de l'utilisation du N₂O comme anesthésique. Finalement, on examinera le profil d'utilisation du N₂O en se servant des données et des intrants qui seront fournis par les distributeurs du gaz.

6 Agriculture (secteur 4)

6.1 Aperçu

Parmi les sources d'émission de l'agriculture figurent les émissions de méthane (CH₄) et d'oxyde de diazote (N₂O) imputables à l'élevage des animaux – à savoir la fermentation entérique (CH₄) et la gestion des fumiers (N₂O et CH₄) – et le N₂O libéré par les sols agricoles. Les émissions et les absorptions de CO₂ par les terres cultivées sont déclarées dans le secteur ATCATF, dans la catégorie des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé (voir le chapitre 7).

Les émissions totales de GES du secteur agricole canadien se sont chiffrées à 48 Mt d'éq. CO₂ en 1990, et à 60 Mt d'éq. CO₂ en 2007 (Tableau 6-1). Il s'agit d'une augmentation de 23 % entre 1990 et 2007, engendrée principalement par l'expansion des populations de porcs et de bovins de boucherie depuis 1990 (33 % et 44 %, respectivement) et par l'augmentation de l'utilisation d'engrais azotés synthétiques.

La diminution de 1,9 Mt des émissions, entre 2004 et 2007, est principalement liée à la réduction de 3,4 % de la population de bovins de boucherie survenue à la suite de l'épidémie d'encéphalopathie spongiforme bovine (ESB ou « vache folle ») de 2003, qui avait entraîné par la suite une augmentation temporaire de la population.

Dans le présent rapport, les modifications au secteur de l'agriculture sont surtout centrées sur la révision des coefficients d'émission de méthane produit par la fermentation entérique et le fumier des bovins laitiers et de boucherie. Des corrections mineures ont été apportées aux données sur les activités de la Colombie-Britannique : 1) une partie des ventes d'engrais azotés synthétiques a été réattribuée de l'Alberta à la région de Peace River, en Colombie-Britannique; 2) les systèmes de gestion des fumiers spécifiques, par types d'animaux, ont été utilisés pour la Colombie-Britannique, plutôt que la moyenne nationale basée sur le rapport original de Marinier *et al.* (2004); 3) le poids vif moyen des vaches laitières a été modifié. La plupart de ces modifications n'ont que peu ou pas d'impact sur les estimations nationales d'émissions de gaz à effet de serre; c'est pourquoi aucune discussion détaillée à leur sujet n'a été incluse dans le présent document.

Des mises à jour sur les zones d'irrigation, de jachère et de travail de conservation du sol ont été fournies par la récente publication du *Recensement de l'agriculture 2006* (Statistique Canada 2007a), et les données ont été intégrées à l'inventaire. Les nouveaux calculs se traduisent par une réduction globale de la quantité de GES émise par le secteur de l'agriculture variant entre 1 Mt d'éq. CO₂ (1,5 %) et 1,2 Mt d'éq. CO₂ (2,2 %) pour la période de 1990 à 2006.

La fixation de l'azote biologique (N₂) par l'association légumineuses-rhizobium est considérée comme inexistante. Cette décision est étayée par la conclusion de Rochette et Janzen (2005) (qui se reflète dans les Lignes directrices du GIEC de 2006) selon laquelle rien ne prouve que des quantités mesurables de N₂O soient émises durant le processus de fixation de l'azote. Les émissions de CH₄ issues de la riziculture, quant à elles, sont inexistantes au Canada. L'incinération des résidus agricoles dans les champs n'est pas incluse dans l'inventaire à cause du manque de séries chronologiques de données sur les activités. Le brûlage dirigé des savanes n'est pas une pratique pertinente au Canada. Enfin, les émissions de GES imputables à la combustion de combustibles à la ferme sont incluses dans le secteur de l'énergie (chapitre 3).

Pour chaque catégorie de source d'émission, ce rapport donne une brève introduction et une brève description des questions de méthodologie, du degré d'incertitude et de la cohérence des séries

chronologiques, des procédures d'AQ/CQ et de vérification, des recalculs et des améliorations prévues. La méthodologie détaillée et les sources des données d'activité de l'inventaire sont décrites à la section A3.3.

Tableau 6-1: Évolution à court et à long terme des GES dans le secteur de l'agriculture

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)				
	1990	2004	2005	2006	2007
Agriculture - TOTAL	48 000	62 000	62 000	61 000	60 000
<i>Fermentation entérique</i>	<i>17 000</i>	<i>23 000</i>	<i>24 000</i>	<i>23 000</i>	<i>23 000</i>
—CH ₄					
Bovins laitiers	2 700	2 500	2 500	2 500	2 400
Bovins de boucherie	14 000	20 000	20 000	20 000	19 000
Autres	610	1 100	1 100	1 100	1 000
<i>Gestion des fumiers</i>	<i>6 000</i>	<i>8 000</i>	<i>8 100</i>	<i>8 000</i>	<i>7 800</i>
—CH ₄					
Bovins laitiers	570	530	530	520	510
Bovins de boucherie	700	880	890	860	840
Porcs	1 100	1 600	1 600	1 600	1 500
Volailles	70	90	90	90	90
Autres	20	40	40	40	40
—N ₂ O					
Tous les types d'animaux	3 500	4 900	5 000	4 900	4 800
<i>Sols agricoles (N₂O)</i>	<i>26 000</i>	<i>30 000</i>	<i>30 000</i>	<i>30 000</i>	<i>29 000</i>
Sources directes	14 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Engrais azotés synthétiques	5 900	7 600	7 000	7 100	7 100
Fumier épandu comme engrais	1 900	2 300	2 300	2 300	2 200
Décomposition des résidus de récolte	4 800	5 000	5 200	5 400	5 200
Travail des sols organiques	60	60	60	60	60
Méthodes conservatrices ¹	-300	-860	-900	-860	-890
Jachère	1 300	830	800	700	640
Irrigation	280	350	350	340	330
Fumiers des pâturages, grands parcours et enclos	2 600	4 000	4 100	4 000	3 900
Sources indirectes	9 100	11 000	11 000	11 000	11 000

Notes :

1. Les valeurs négatives indiquent une réduction des émissions de N₂O grâce à l'adoption de méthodes conservatrices de travail des sols.

Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

6.2 Fermentation entérique (catégorie 4.A du CUPR)

6.2.1 Description de la catégorie de source

De grandes quantités de CH₄ sont émises par les herbivores du fait de la fermentation entérique. Au cours du processus normal de digestion, les micro-organismes décomposent les glucides en molécules simples qui sont absorbées dans l'organisme, le CH₄ étant un sous-produit de la fermentation. Ce processus aboutit à une accumulation de CH₄ dans le rumen, qui est ensuite rejeté par éructation et expiration. Une partie du CH₄ est rejetée ultérieurement durant le processus de digestion sous forme de flatulences. Les ruminants, dont les bovins, sont les animaux qui génèrent le plus de CH₄.

6.2.2 Questions de méthodologie

Pour chaque province, on a calculé les émissions de CH₄ pour chaque catégorie/sous-catégorie d'animaux en multipliant la population animale d'une catégorie/sous-catégorie donnée par son coefficient d'émission propre.

Les coefficients d'émission de CH₄ pour les bovins sont estimés au moyen de la méthode d'estimation de niveau 2 du GIEC, selon les directives fournies par les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques. Une étude de Boadi *et al.* (2004) a caractérisé la population de bovins du Canada selon le type d'animal, l'état physiologique, l'âge, le sexe, le poids, le taux de gain de poids, le niveau d'activité et l'environnement de production. La plupart de ces données ont été obtenues par consultation de spécialistes des bovins de boucherie et des bovins laitiers dans tout le pays. En outre, les données sur la productivité laitière et le gras du lait sont prises en compte dans la méthode pour établir une série chronologique des coefficients d'émission des bovins laitiers, ce qui reflète le fait que la production de CH₄ augmente parallèlement à la production laitière. Pour les bovins non laitiers, on utilise également des données sur le poids en carcasse au fil du temps comme indicateur d'une modification du poids des animaux vivants, ce qui a également permis d'obtenir une série chronologique de coefficients d'émission.

Pour les espèces non animales, les émissions de CH₄ imputables à la fermentation entérique continuent d'être estimées à l'aide de la méthode de niveau 1 du GIEC. Les volailles sont exclues des estimations de la fermentation entérique, étant donné qu'il n'y a pas de coefficients d'émission disponibles.

Les données d'activité, qui consistent en populations d'animaux pour chaque catégorie/sous-catégorie, par province, ont été obtenues de Statistique Canada (Tableau 6-2). Elles sont basées sur le *Recensement de l'agriculture*, qui est effectué tous les cinq ans, et sur des sondages semestriels ou trimestriels sur les catégories d'animaux importantes. Les données semestrielles ou trimestrielles sont extrapolées afin d'obtenir des populations annuelles.

Tableau 6-2: Catégories animales et sources de données sur les cheptels

Catégories	Sources/notes
Bovins	Données téléchargées de CANSIM ¹⁰¹ en octobre 2008
-Bovins laitiers	Vaches laitières
-Bovins non laitiers	Tous les autres bovins
Buffles	Statistique Canada. 2008. <i>Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada</i> - Canada et les provinces - 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 #23-502-X
Moutons et agneaux	Données téléchargées de CANSIM en octobre 2008
Chèvres et chevaux	Statistique Canada. 2008. <i>Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada</i> - Canada et les provinces - 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 #23-502-X
Lamas et alpacas	Statistique Canada. 2008. <i>Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada</i> - Canada et les provinces - 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 #23-502-X
Mules et ânes	Considérés comme une source négligeable au Canada
Porcs	Tous les porcs Données téléchargées de CANSIM en octobre 2008
Volailles	Données sur les exploitations et les exploitants agricoles (section 6.5, numéro de publication 95-629 de Statistique Canada [Statistique Canada 2007a]) Données historiques choisies du Recensement de l'agriculture sur le Canada et les provinces : années de recensement de 1976 à 2006 (tableau 2.16 et section 4.6 de la publication n° 95-632 de Statistique Canada) (Statistique Canada 2007b)

6.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Pour déterminer le degré d'incertitude lié aux émissions de CH₄ imputables à la fermentation entérique, on a utilisé la technique de Monte Carlo en s'appuyant sur la méthode de niveau 2 du GIEC (Hutchinson *et al.*, 2007). Le degré d'incertitude lié aux cheptels est considéré comme relativement faible, puisqu'il est de l'ordre de ± 1 % pour les volailles, ± 2 % pour les moutons et les agneaux, ± 3 % pour les bovins laitiers, ± 5 % pour les bovins non laitiers, ± 10 % pour les porcs et ± 15 % pour les chevaux et les chèvres. Le degré d'incertitude lié aux coefficients d'émission de niveau 2 du GIEC pour les bovins va de ± 5 % pour les vaches laitières à ± 17 % pour les bouvillons (Boadi *et al.*, 2004). Les degrés d'incertitude liés aux coefficients d'émission tirés des méthodes par défaut de niveau 1 du GIEC pour les catégories d'espèces non bovines ont été estimés à ± 20 % (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à ± 11 % et ± 10 % (Hutchinson *et al.*, 2007). Les estimations du degré d'incertitude mentionnées ici pour les sources du secteur de l'agriculture ont été actualisées depuis l'étude d'ICF Consulting (2004), comme on peut le voir à l'annexe 7.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes sources de données pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2007).

¹⁰¹ CANSIM est la base de données en ligne de Statistique Canada contenant les statistiques canadiennes les plus à jour.

6.2.4 AQ/CQ et vérification

La fermentation entérique, en tant que catégorie clé, a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir l'annexe 6), d'une manière conforme au guide de bonnes pratiques du GIEC (GIEC, 2000). De plus, les données sur les activités, les méthodes et les changements sont illustrés et archivés sur supports papier et électronique. Les coefficients d'émission de niveau 2 du GIEC au sujet des bovins, tirés de Boadi *et al.* (2004), ont été révisés par des experts indépendants (T. McAllister, Agriculture et Agroalimentaire Canada; J. Basarab, ministère de l'Agriculture, de l'Alimentation et du Développement rural de l'Alberta).

Les mesures directes des émissions de CH₄ imputables à la fermentation entérique au Canada sont récentes, et les données sont encore relativement rares. Depuis quelques années, un certain nombre de chercheurs canadiens ont adopté la technique des traceurs pour mesurer les émissions de CH₄ imputables aux bovins à l'herbe en utilisant le SF₆ (McCaughy *et al.*, 1997, 1999; Boadi et Wittenberg, 2002; Boadi *et al.*, 2002a, 2002b; McGinn *et al.*, 2004, 2006; Beauchemin et McGinn 2005). La Division des gaz à effet de serre procède actuellement à une recension de la mesure du CH₄ dans la littérature scientifique à des fins de comparaison et de vérification futures.

6.2.5 Recalculs

Dans tous les rapports précédents, les données sur le lait (production et teneur en matière grasse) avaient été obtenues à partir des *Statistiques de l'industrie laitière* (publication annuelle du ministère de l'Agriculture et de l'Agroalimentaire) et basées sur les documents dits « publiables », qui ne représentent qu'un sous-ensemble de la totalité du cheptel laitier du Canada. Le cycle de lactation avait été estimé dans le rapport de Boadi *et al.*, (2004) et était demeuré inchangé dans toute la série chronologique. Les documents publiables ne concernent qu'environ 27 % du cheptel laitier canadien, c.-à-d. les vaches les plus productives. L'application de valeurs de production laitière issues uniquement de documents publiables à la totalité du cheptel laitier canadien a donc entraîné la surestimation de la production laitière et de l'apport d'énergie brute. Le coefficient d'émissions provenant de la fermentation entérique et de la gestion des fumiers (CH₄) des vaches laitières a donc à son tour été surestimé.

Dans le présent rapport, les données sur la production laitière proviennent aussi de l'information recueillie par la Canadian Western Dairy Herd Improvement Association (CanWest DHI). Elles incluent les données des documents « publiables » et celles du système de gestion du cheptel, ce qui représente 72 % du cheptel laitier canadien en 2007. Ces nouvelles données montrent que la production laitière moyenne au Canada, en 2007, est d'environ 5 % à 6 % plus basse que ce que suggéraient les données provenant uniquement de documents publiables. De plus, les données DHI sur les cycles de lactation sont également disponibles sur une base annuelle.

L'intégration de la variation du poids au moyen des équations 4.3a et 4.4b des Recommandations du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux (pages 4.15-4.17, GIEC, 2000) avait donné lieu à des erreurs d'interprétation en ce qui a trait aux pertes de poids des bovins. On utilise donc désormais le poids vif moyen plutôt que le poids vif à l'âge adulte.

Les corrections susmentionnées ont fait l'objet de nouveaux calculs qui ont mené à la modification des coefficients d'émission de la fermentation entérique (Tableau 6-3) et à la révision à la baisse des émissions d'environ 1 à 1,2 Mt d'éq. CO₂ par année. Il n'y a eu aucun impact sur la tendance à long terme.

Tableau 6-3: Différences entre les coefficients d'émission de la fermentation entérique des bovins – RIN 2008 et RIN 2009

Catégories animales	Rapport 2008	Rapport 2009
	kg CH ₄ par animal, par année ⁻¹	
Vaches laitières	116 ~ 135	105 ~ 117
Génisses laitières	73	77
Taureaux	86 ~ 94	83 ~ 90
Vaches de boucherie	78 ~ 88	82 ~ 91
Génisses de boucherie	72 ~ 78	67 ~ 74
Génisses destinées à l'abattage	59 ~ 68	59 ~ 66
Bouvillons	55 ~ 61	53 ~ 58
Veaux	48 ~ 49	45

6.2.6 Améliorations prévues

Selon la méthodologie actuelle, la valeur de l'énergie digestible pour les bovins de boucherie et les bovins laitiers est stable dans le temps, et correspond aux rations alimentaires de 2001. On envisage une mise à jour du coefficient d'émission pour tenir compte des changements de la digestibilité des rations alimentaires dans le temps.

6.3 Gestion des fumiers (catégorie 4.B du CUPR)

Au Canada, les systèmes de gestion des fumiers (SGF) habituellement utilisés sont : les systèmes liquides, le stockage du fumier solide et du fumier sec, les pâturages et enclos et d'autres systèmes comme les composteurs, les biodigesteurs. On présume qu'aucun fumier n'est brûlé comme combustible.

Du CH₄ et du N₂O sont libérés pendant la manutention ou l'entreposage des fumiers. L'ampleur des émissions dépend de la quantité de fumier manipulée, de ses propriétés et du système de gestion (SGF) utilisé. En général, les SGF à faible aération émettent de grandes quantités de CH₄ mais de plus petites quantités de N₂O, alors que les systèmes bien aérés émettent peu de CH₄ mais plus de N₂O.

6.3.1 Émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B.a du CUPR)

6.3.1.1 Description de la catégorie de source

Le processus de décomposition du fumier commence peu après son excrétion. En présence d'une faible quantité d'oxygène, la décomposition est essentiellement anaérobie et produit du CH₄. La quantité de CH₄ produite dépend des caractéristiques du fumier, qui sont liées au type d'animal et à son régime alimentaire, et du type de SGF.

6.3.1.2 Questions de méthodologie

On calcule les émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers pour chaque catégorie/sous-catégorie d'animaux en multipliant la population par le coefficient d'émission correspondant (pour plus de détails sur la méthodologie, voir l'annexe 3.3). Les données sur les

cheptels sont les mêmes que celles qui ont été utilisées pour estimer les émissions imputables à la fermentation entérique (section 6.2.2).

Les coefficients d'émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers sont estimés à l'aide de la méthode de niveau 2 du GIEC (GIEC 2000). Ils sont tirés d'une étude de Marinier *et al.* (2004), avec des modifications et des mises à jour concernant le B₀ (potentiel de production de CH₄) et les facteurs de conversion du CH₄ (FCM), suivant les Lignes directrices de 2006 du GIEC. Marinier *et al.* (2004) ont estimé les solides volatils produits par les espèces non bovines en s'appuyant sur la consultation d'experts. Pour les bovins laitiers, on a estimé l'ingestion de matière sèche (IMS), et donc les SV, en se servant des caractéristiques utilisées dans la méthode de niveau 2 pour la fermentation entérique élaborée par Boadi *et al.* (2004). La série chronologique des coefficients d'émission reflète l'augmentation de la production de lait dans le temps. Pour les bovins de boucherie, on a estimé les SV à l'aide de l'équation 4.16 des lignes directrices de 2006 du GIEC, en se basant sur l'énergie brute (EB) calculée dans l'estimation de la fermentation entérique, sur l'énergie digestible (ED) et sur le contenu en cendres. La série chronologique de facteurs d'émission reflète l'augmentation du poids vif obtenue en se servant du poids de carcasse comme indicateur.

De plus, on a actualisé le B₀ (potentiel maximal de production de méthane) et les facteurs de conversion du méthane (FCM) en fonction des Lignes directrices de 2006 du GIEC.

6.3.1.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Pour déterminer le degré d'incertitude lié aux émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers, on a utilisé la technique de Monte Carlo en s'appuyant sur la méthode de niveau 2 du GIEC (Hutchinson *et al.*, 2007). Le degré d'incertitude lié aux cheptels est considéré comme relativement faible, puisqu'il est de l'ordre de ± 1 % pour les volailles, ± 2 % pour les moutons et les agneaux, ± 3 % pour les bovins laitiers, ± 5 % pour les bovins non laitiers, ± 10 % pour les porcs et ± 15 % pour les chevaux, les chèvres et les lamas.

Le degré d'incertitude dû à l'incorporation de l'énergie brute pour les bovins va de ± 5 % pour les vaches laitières à ± 17 % pour les bouvillons (Boadi *et al.*, 2004). Les incertitudes associées au FCM et au B₀ pour différentes catégories d'animaux correspondent aux valeurs par défaut du GIEC (2006), et l'incertitude reliée aux systèmes de distribution du fumier a été calculée par Marinier *et al.* (2004). Les incertitudes associées aux coefficients d'émission de niveau 2 du GIEC variaient de ± 26 % pour les vaches de boucherie à ± 50 % pour les poulets (Marinier *et al.*, 2004). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à ± 29 % et ± 23 % (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes sources de données pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2007).

6.3.1.4 AQ/CQ et vérification

Les émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers ont fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités et les méthodes sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique. Les coefficients d'émission de CH₄ selon la méthode de niveau 2 du GIEC pour les pratiques de gestion des fumiers des diverses catégories animales, tirés de Marinier *et al.* (2004), ont été examinés par des experts indépendants (N. Patni et R. Desjardins, Agriculture et Agroalimentaire Canada).

6.3.1.5 Recalculs

Le changement de source de données sur la production laitière, l'utilisation du poids vif moyen des bovins plutôt que du poids vif à l'âge adulte et la correction d'erreurs dans la base de données (voir la section 6.2) ont eu une incidence sur les estimations de l'apport énergétique brut pour les bovins et, donc, sur les coefficients d'émission de CH₄ provenant du fumier (Tableau 6-4). Ces nouveaux calculs se sont traduits par une diminution des émissions de 0,2 Mt d'éq. CO₂ par année et n'ont pas eu d'impact sur la tendance à long terme.

Tableau 6-4: Différences entre les coefficients d'émissions de méthane du fumier des bovins – RIN 2008 et RIN 2009

Catégories animales	Rapport 2008	Rapport 2009
	kg CH ₄ par animal, par année ⁻¹	
Vaches laitières	25,7 ~ 29,7	19,9 ~ 24,7
Génisses laitières	15,4	18,2 ~ 18,8
Taureaux	3,3 ~ 3,6	3,3 ~ 3,4
Vaches de boucherie	3,0 ~ 3,4	3,0 ~ 3,2
Génisses de boucherie	2,6 ~ 2,8	2,4 ~ 2,5
Génisses destinées à l'abattage	1,8 ~ 2,1	2,0 ~ 2,1
Bouvillons	1,7 ~ 1,9	1,8 ~ 2,0
Veaux	2,1	1,5 ~ 1,6

6.3.1.6 Améliorations prévues

Selon la méthodologie actuelle, l'énergie digestible par espèce animale reste stable dans le temps et correspond aux rations alimentaires de 2001. On envisage une mise à jour du coefficient d'émission pour tenir compte des changements de la digestibilité des rations alimentaires dans le temps.

6.3.2 Émissions de N₂O imputables à la gestion des fumiers (catégorie 4.B (b) du CUPR)

6.3.2.1 Description de la catégorie de source

La production de N₂O au cours du stockage et du traitement des déjections animales survient durant la nitrification et la dénitrification de l'azote que contient le fumier. La nitrification est l'oxydation de l'ammoniac (NH₄⁺) en nitrate (NO₃⁻), et la dénitrification la réduction de NO₃⁻ en N₂O ou en N₂. En général, la quantité de N₂O produite augmente avec le degré d'aération des fumiers. Le fumier des bovins, des moutons, des agneaux, des chèvres et des chevaux est manipulé surtout à l'aide d'un système solide en parc d'élevage, qui constitue le système de gestion du fumier qui émet les plus grandes quantités de N₂O. Les émissions d'oxyde de diazote imputables au fumier produit sur les pâturages et les grands parcours par les animaux au pâturage et dans les enclos ne figurent pas ici, mais sont déclarées dans une catégorie distincte (voir Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos, section 6.4.2).

6.3.2.2 Questions de méthodologie

Pour estimer les émissions de N₂O imputables à la gestion des fumiers, on utilise la méthode de niveau 1 du GIEC. Les émissions sont calculées, pour chaque catégorie d'animal, en multipliant

la population d'une catégorie donnée par son taux d'excrétion d'azote et par le coefficient d'émission associé au système de gestion des fumiers (SGF).

Les données sur les cheptels sont les mêmes que celles qui ont été utilisées pour les estimations relatives à la fermentation entérique (section 6.2) et pour les émissions de CH₄ imputables à la gestion des fumiers (section 6.3.1). Les taux moyens annuels d'excrétion d'azote des animaux domestiques proviennent des lignes directrices du GIEC de 2006. La quantité d'azote du fumier perdue par lixiviation et volatilisation de NH₃ et de NO_x est rajustée selon le type d'animal et le système de gestion des fumiers en fonction des valeurs par défaut fournies dans les lignes directrices du GIEC de 2006.

On a estimé la fraction d'azote disponible pour la conversion en N₂O en appliquant les coefficients d'émissions propres à chaque système à l'azote du fumier traité par chaque système de gestion. Les coefficients d'émission par défaut du GIEC 2006 pour un pays développé au climat froid servent à estimer l'azote du fumier émis sous forme de N₂O pour chaque type de SGF.

6.3.2.3 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O imputables à la gestion des fumiers découlent des incertitudes entachant les estimations des cheptels provenant du *Recensement de l'agriculture*, et sont de l'ordre de ±1 % à environ ±15 %, comme on l'a vu dans les sections 6.2.3 et 6.3.1.3. Les incertitudes liées aux taux d'excrétion d'azote sont de ±20 % (GIEC, 2006), aux types de SGF, de ±20 % (Marinier *et al.*, 2004), et aux coefficients d'émission, de ±20 % (GIEC, 2006). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à ±25 % et ±21 % (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie, les mêmes coefficients d'émission et les mêmes sources de données pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

6.3.2.4 *AQ/CQ et vérification*

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, la méthodologie et les changements apportés aux méthodologies sont illustrés et archivés sur supports papier et électronique.

6.3.2.5 *Recalculs*

Depuis le rapport de 2008, des recalculs ont été faits dans cette catégorie en raison des changements liés aux taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier des bovins. La plupart de ces modifications sont dues à l'utilisation du poids vif moyen plutôt que du poids vif à l'âge adulte, sauf pour les vaches laitières et les taureaux. À la suite de consultations avec des experts régionaux, le poids vif moyen des vaches laitières de la Colombie-Britannique est passé de 700 kg à 654 kg, tandis que le poids vif moyen des taureaux a été augmenté à 200 kg, conformément à l'étude de Boadi *et al.* (2004). Les modifications concernant le poids vif ont eu une incidence sur les taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier (

Tableau 6-5). Ces nouveaux calculs se sont traduits par une augmentation des émissions de 0,1 Mt d'éq. CO₂ par année et ont eu un faible impact sur la tendance à long terme.

Tableau 6-5: Différences entre les taux d'excrétion d'azote du fumier des bovins – RIN 2008 et RIN 2009

Catégories animales	RIN 2008	RIN 2009
	kg N par animal, par année ¹	
Vaches laitières	106	103
Vaches de boucherie	57 ~ 72	57 ~ 72
Taureaux	69 ~ 80	88 ~ 103
Bouvillons	43 ~ 52	48 ~ 57
Bouvillons	51 ~ 65	48 ~ 61
Veaux	32	34

6.3.2.6 Améliorations prévues

Il existe au Canada peu de données sur les mesures directes des émissions de N₂O dues à la gestion des fumiers. Grâce aux récents progrès des techniques analytiques, on peut mesurer directement les émissions de N₂O de sources ponctuelles. Toutefois, il faudra sans doute plusieurs années avant que les émissions de N₂O des divers SGF au Canada puissent être mesurées et vérifiées de façon fiable.

6.4 Émissions de N₂O des sols agricoles (catégorie 4.D du CUPR)

Les émissions de N₂O des sols agricoles englobent les émissions directes et indirectes de même que les émissions imputables au fumier qui se trouve sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos. Les émissions de N₂O imputables aux apports anthropiques d'azote proviennent directement des sols auxquels l'azote est ajouté et, indirectement : (i) de la volatilisation de l'azote des engrais synthétiques et du fumier en NH₃ et NO_x et son dépôt subséquent en dehors des sites; (ii) du lessivage et du ruissellement d'engrais synthétique, de fumier et de résidus de récoltes renfermant de l'azote. Les changements liés aux pratiques de gestion et de rotation des cultures, comme la jachère, le travail du sol et l'irrigation, peuvent également avoir une incidence sur les émissions directes de N₂O en modifiant le processus de décomposition de la matière organique, ainsi que la minéralisation subséquente d'azote organique, qui peut ensuite subir la nitrification et la dénitrification.

6.4.1 Émissions directes de N₂O des sols (catégorie 4.D.1 du CUPR)

Les sources directes de N₂O dans les sols sont les engrais synthétiques, le fumier utilisé comme engrais, les résidus de récolte en décomposition et la matière organique du sol en décomposition, selon les pratiques de travail du sol, de jachère, d'irrigation et de culture d'histosols.

6.4.1.1 Engrais azotés synthétiques

Description de la catégorie de source

Les engrais synthétiques ajoutent de grandes quantités d'azote aux sols agricoles. Cet azote supplémentaire subit des transformations, notamment la nitrification et la dénitrification, qui émettent du N₂O. Les coefficients d'émissions liés à l'épandage d'engrais dépendent de nombreux facteurs, comme la quantité et les types d'engrais azotés, les types de cultures, les types de sols, le climat et d'autres conditions ambiantes.

Questions de méthodologie

Comme on l'explique en détail à la section A3.3, le Canada a conçu une méthode de niveau 2 propre au pays pour estimer les émissions de N₂O imputables à l'épandage d'engrais azotés synthétiques sur les sols agricoles, laquelle tient compte du climat local et des conditions topographiques. Les émissions de N₂O sont estimées par écodistrict, puis résumées aux niveaux provincial et national. La quantité d'azote épandue provient des données sur les ventes annuelles d'engrais, que l'on se procure auprès des associations régionales de fabricants d'engrais (Korol, 2003). Depuis 2003, les données sur l'azote des engrais sont fournies par l'Institut canadien des engrais¹⁰². On pose l'hypothèse que tous les engrais azotés vendus par les détaillants sont utilisés pour des cultures agricoles au Canada; la quantité d'engrais utilisé pour les forêts est considérée comme minime.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées à l'estimation des émissions de N₂O imputables à l'utilisation d'engrais azotés synthétiques proviennent des incertitudes associées à l'estimation des ventes d'engrais azotés ($\pm 20\%$), de CE_{BASE} ($\pm 25\%$) et de $CE_{TEXTURE}$, un coefficient d'ajustement de CE_{BASE} pour la texture du sol ($\pm 30\%$). Ces termes et calculs des émissions sont expliqués dans la section sur la méthodologie (A3.3). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à $\pm 21\%$ et $\pm 19\%$ (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Les émissions de N₂O imputables à l'épandage d'engrais synthétiques azotés sur les sols agricoles au Canada varient en fonction des sites, mais on note une concordance étroite entre le coefficient d'émission par défaut de 1,25 % du GIEC (GIEC, 2006) et le coefficient d'émission de 1,2 % fondé sur des mesures prises dans l'est du Canada, à l'exclusion des émissions pendant la période du dégel printanier (Gregorich *et al.*, 2005).

Recalculs

Dans les rapports précédents, les ventes d'engrais azotés synthétiques de la région de Peace River, en Colombie-Britannique, étaient incorrectement associées à celles de l'Alberta. Les données sur les dépenses agricoles liées aux engrais ont donc été utilisées pour allouer une partie des ventes d'engrais azotés synthétiques de l'Alberta à la région de Peace River. Les nouveaux calculs se sont traduits par une légère augmentation des émissions de 0,01 ~ 0,02 Mt d'éq. CO₂ par année et n'ont pas eu d'impact sur la tendance à long terme.

102.

Disponible en ligne : http://www.cfi.ca/Publications/Statistical_Documents.asp.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

6.4.1.2 Fumier épandu comme engrais

Description de la catégorie de source

L'épandage de fumier animal comme engrais sur les sols peut accroître le rythme de nitrification et de dénitrification et provoquer une augmentation des émissions de N₂O des sols agricoles. Les émissions de cette catégorie englobent le fumier géré sous forme sèche, liquide et par d'autres systèmes de gestion de déchets animaux. Le fumier déposé sur les pâturages est comptabilisé dans la section 6.4.2, Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos.

Questions de méthodologie

Comme dans le cas des émissions dues aux engrais synthétiques, la méthode qui sert à estimer les émissions de N₂O produites par le fumier appliqué aux sols agricoles est une méthode de niveau 2 du GIEC propre à chaque pays, qui tient compte des conditions climatiques locales, comme les précipitations mensuelles à long terme et l'évapotranspiration potentielle, et des conditions topographiques. Pour calculer les émissions, on multiplie le volume d'azote du fumier épandu sur les sols agricoles par un coefficient d'émission, aux niveaux de l'écodistrict, de la province et du pays. Tout le fumier traité par les systèmes de gestion des fumiers, à l'exception du fumier déposé sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos par les bêtes au pacage, est censé être épandu ensuite sur les sols agricoles (voir section 6.4.2).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O imputables au fumier animal épandu comme engrais découlent des incertitudes entourant les estimations de l'azote du fumier, qui dépendent des types de cheptel (± 1 % à environ 15 %), du taux moyen d'excrétion d'azote du fumier animal (± 20 %), des déperditions d'azote du fumier (± 20 %), du CE_{TEXTURE} (± 30 %) et du CE_{BASE} (+25 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à ± 32 % et ± 28 % (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Tel que mentionné à la section 6.3.2, les changements liés aux taux d'excrétion de l'azote par le fumier ont été intégrés, en particulier en ce qui concerne les taureaux. Les nouveaux calculs se

sont traduits par une légère augmentation des émissions de 0,03 ~ 0,04 Mt d'éq. CO₂ par année et n'ont pas eu d'impact sur la tendance à long terme.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

6.4.1.3 Fixation de l'azote biologique

Description de la catégorie de source

La fixation de l'azote biologique par l'association légumineuses-rhizobium était une importante source d'émission de N₂O dans les inventaires nationaux des GES présentés par le Canada jusqu'en 2005. La décision d'exclure cette catégorie de la liste des sources d'émission dans les lignes directrices du GIEC de 2006 est corroborée par les découvertes de Rochette et Janzen (2005), selon lesquels rien ne prouve que des quantités mesurables de N₂O soient produites pendant le processus de fixation de l'azote. Le Canada a donc décidé de déclarer que cette source n'existe pas. Toutefois, on tient encore compte de la contribution de l'azote des légumineuses aux émissions de N₂O imputables à la décomposition des résidus de récolte (voir la section 6.4.1.4).

6.4.1.4 Décomposition des résidus de récolte (catégorie 4.D.4 du CUPR)

Description de la catégorie de source

Au moment de la récolte, une partie de la matière végétale (les résidus de récolte) est laissée sur le champ où elle se décompose. La matière végétale restante est une source d'azote pour les processus de nitrification et de dénitrification et libère donc du N₂O.

Questions de méthodologie

Les émissions sont estimées à l'aide de la méthode de niveau 2 du GIEC. Pour estimer les émissions de N₂O, on prend la quantité d'azote que contiennent les résidus de récolte et on la multiplie par le coefficient d'émission au niveau de l'écodistrict avant de la porter aux échelles provinciale et nationale. La quantité d'azote contenue dans les résidus de récolte des végétaux qui fixent ou non l'azote est estimée à partir des caractéristiques de culture propres au pays (Janzen *et al.*, 2003). Les coefficients d'émission sont déterminés selon la même démarche que pour l'application des engrais azotés synthétiques, au moyen des régimes d'humidité et des conditions topographiques.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O imputables à la décomposition des résidus de récolte découlent des incertitudes liées aux estimations de la quantité d'azote que restituent au sol les résidus de récolte, selon les données sur les productions végétales (± 15 %), la concentration d'azote dans les résidus de récolte au-dessus et au-dessous du sol (± 15 %), le CE_{TEXTURE} (± 30 %) et le CE_{BASE} (+25 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à ± 23 % et ± 20 % (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

La publication du *Recensement de l'agriculture 2006* (Statistique Canada, 2007a) a permis de mettre à jour les données sur les zones de cultures à surface réduite, en particulier celles où le fourrage est cultivé pour la production de semences, dont la superficie totale de la zone a diminué d'environ 0,2 Mha en 2006. Les nouveaux calculs se sont traduits par une légère diminution des émissions de 0,19 ~ 0,02 Mt d'éq. CO₂ par année et ont eu peu d'impact sur la tendance à long terme.

Améliorations prévues

Les seules données d'activité disponibles sur le brûlage des résidus de récolte proviennent des relevés sur la gestion environnementale des fermes, recueillis par Statistique Canada en 2001 et 2006. On essaie de combler le manque de données depuis 1990 en consultant des experts. Les émissions de gaz autres que le CO₂ imputables au brûlage des résidus de récolte seront déclarées séparément, mais on soustraira la quantité d'azote libérée par le brûlage des résidus de récolte de celle imputable à la décomposition des résidus.

6.4.1.5 Culture des sols organiques (histosols)

Description de la catégorie de source

Le travail des sols organiques (histosols) pour les cultures agricoles fait généralement intervenir le drainage et l'abaissement de la nappe phréatique et l'augmentation de l'aération, ce qui accélère la décomposition de la matière organique et la minéralisation de l'azote. Il survient également des processus de dénitrification et de nitrification, qui rejettent du N₂O.

Questions de méthodologie

On a utilisé la méthode de niveau 1 du GIEC pour estimer les émissions de N₂O imputables aux sols organiques travaillés. Pour calculer les émissions de N₂O, on multiplie la superficie des histosols travaillés par le coefficient d'émission par défaut du GIEC.

Les superficies d'histosols travaillés à l'échelle provinciale ne sont pas visées dans le *Recensement de l'agriculture*. Des consultations avec de nombreux spécialistes des sols et des cultures du Canada ont permis d'estimer à 16 kha la superficie des histosols canadiens et de déterminer que cette valeur était constante pour la période 1990-2007.¹⁰³

¹⁰³ G. Padbury et G. Patterson, AAC, communication personnelle avec Chang Liang (EC), 2004 .

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O résultant du travail des histosols découlent des incertitudes entourant les estimations de la superficie des histosols travaillés ($\pm 50\%$) et les coefficients d'émission ($\pm 50\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à $\pm 67\%$ et $\pm 65\%$ (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Aucun nouveau calcul n'a été effectué aux fins des estimations de cette source d'émission depuis deux ans.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.1.6 Émissions ou absorptions de N₂O dues à la réduction ou à l'élimination du travail du sol

Description de la catégorie de source

Il ne s'agit pas ici d'apport supplémentaire d'azote (c.-à.-d. l'engrais, les fumiers ou les résidus de récolte), mais plutôt d'un changement des coefficients d'émission de N₂O dû à l'adoption de méthodes conservatrices de travail des sols – à savoir le travail réduit du sol (TRS) et la culture sans labour (CSL).

Questions de méthodologie

En comparaison avec le travail classique ou intensif du sol, le semis direct sans labour et le travail réduit du sol modifient plusieurs facteurs qui influent sur la production de N₂O, notamment la décomposition de la matière organique du sol, la disponibilité du carbone et de l'azote du sol, la densité apparente du sol et sa teneur en humidité (McConkey *et al.*, 1996, 2003; Liang *et al.*, 2004). En conséquence, par rapport au travail du sol classique, les méthodes conservatrices (TRS et CSL) ont fait baisser les émissions de N₂O dans les Prairies, mais les ont fait augmenter dans les autres régions du Canada. Le résultat net pour l'ensemble du pays est donc une faible réduction des émissions (d'où l'utilisation du signe négatif dans le Tableau 6-1).

Les changements dans les émissions de N₂O dus à l'adoption des méthodes conservatrices de travail des sols sont estimés grâce à des modifications des coefficients d'émission correspondant aux engrais synthétiques, à l'épandage de fumier sur les terres agricoles et à la décomposition des résidus de récolte. Cette sous-catégorie est maintenue à l'écart des catégories relatives aux engrais

et à la décomposition des résidus de récolte à des fins de transparence. Cependant, cette séparation entraîne l'inscription de données d'émission négatives (Tableau 6-1). Un coefficient empirique dérivé du travail du sol, que l'on définit comme le rapport entre les flux moyens de N_2O dans le cas du travail réduit du sol ou la culture sans labour (CSL) et les flux moyens de N_2O dans le cas du travail intensif (TI) du sol (N_2O_{CSL}/N_2O_{TI}), représente l'effet de la culture sans labour ou du travail réduit du sol sur les émissions de N_2O ($F_{TRAVAIL}$) (annexe A3.3).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux changements des estimations des émissions de N_2O résultant de l'adoption de la culture sans labour et du travail réduit du sol dans les Prairies canadiennes découlent des incertitudes liées aux estimations de la superficie faisant l'objet d'une culture sans labour et d'un travail réduit du sol dans le *Recensement de l'agriculture* ($\pm 15\%$), au $F_{TRAVAIL}$ ($\pm 20\%$) et au CE_{BASE} ($+25\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 n'ont pas été évalués.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Cette catégorie a fait l'objet de nouveaux calculs en raison des données actualisées du *Recensement de l'agriculture* (Statistique Canada 2007a) concernant les zones de pratique (TRS) et (CSL) et des changements apportés aux taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier des bovins (voir la section 6.3.2). Comparativement au rapport de 2008, les zones de pratique sans travail de CSL et TRS, au Canada, ont diminué de 0,2 Mha en 1990 et de 0,4 Mha en 2006. Les nouveaux calculs se sont traduits par une légère augmentation des émissions, qui sont passées de -0,02 à 0,02 Mt d'éq. CO_2 par année pour toute la série chronologique, et ont eu peu d'impact sur la tendance à long terme.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.1.7 Émissions de N_2O imputables aux jachères

Description de la catégorie de source

Cette catégorie ne représente pas d'apport d'azote additionnel, mais correspond plutôt à des modifications des conditions du sol ayant une influence sur les émissions de N_2O . La jachère est une méthode agricole couramment utilisée dans la région des Prairies pour conserver l'humidité du sol en laissant celui-ci non ensemencé pendant toute une saison de croissance dans le cadre de la rotation des cultures. Durant l'année de jachère, plusieurs facteurs peuvent stimuler les

émissions de N₂O par rapport à une situation de culture, comme la teneur plus élevée en humidité du sol, la température et la disponibilité du carbone et de l'azote (Campbell *et al.*, 1990).

Questions de méthodologie

Des études expérimentales ont révélé que les émissions de N₂O dans les champs en jachère ne sont pas différentes des émissions provenant des champs qui sont constamment cultivés (Rochette *et al.*, 2008). En omettant les zones soumises à la jachère dans les calculs des émissions de N₂O, parce qu'il n'y a ni culture ni application d'engrais, le Canada risquerait de sous-estimer le total des émissions de N₂O. On calcule donc les émissions attribuables aux jachères par une méthode propre à chaque pays, en faisant la somme des émissions d'azote résultant de l'épandage d'engrais et de fumier sur les cultures annuelles et des résidus végétaux dans un écodistrict donné et en la multipliant par la proportion de cet écodistrict qui est en jachère (Rochette *et al.*, 2008). Une description plus détaillée de cette approche est fournie à l'annexe A3.3.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes liées aux estimations des émissions de N₂O résultant des jachères proviennent des incertitudes associées aux estimations de la superficie en jachère dans le *Recensement de l'agriculture* (superficie de terres cultivées : 1,25 % à environ 10 %; $\text{Frac}_{\text{JACHÈRE}}$: 1,25 % à environ 10 %) et au CE_{BASE} (± 25 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à ± 24 % et ± 21 % (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Cette catégorie a fait l'objet de nouveaux calculs en raison des données actualisées du *Recensement de l'agriculture* (Statistique Canada, 2007a) concernant les zones de jachère et des changements apportés aux taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier des bovins (voir la section 6.3.2). Comparativement au rapport de 2008, les zones de jachère, au Canada, ont diminué de 10 kha en 1990 et de 5 kha en 2006. Les nouveaux calculs se sont traduits par une légère augmentation des émissions, qui sont passées de -0,01 à 0,07 Mt d'éq. CO₂ par année, et ont eu peu d'impact sur la tendance à long terme.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.1.8 Émissions de N₂O attribuables à l'irrigation

Description de la catégorie de source

Comme pour les pratiques de travail du sol et la jachère, l'effet de l'irrigation sur les émissions de N₂O n'est pas imputable à un apport additionnel d'azote, mais correspond plutôt à des modifications des conditions du sol ayant une influence sur les émissions de N₂O. La plus forte teneur en eau des sols irrigués fait augmenter le potentiel d'émissions de N₂O en accroissant l'activité biologique et en réduisant l'aération des sols (Jambert *et al.*, 1997).

Questions de méthodologie

La méthodologie est propre à chaque pays et se fonde sur les hypothèses suivantes : 1) l'eau apportée par l'irrigation stimule la production de N₂O d'une manière comparable à l'eau de pluie, et 2) l'irrigation est pratiquée à des taux tels que la quantité d'eau apportée par les précipitations plus celle apportée par l'irrigation équivalent à l'évapotranspiration potentielle dans les conditions locales. En conséquence, on a estimé l'effet de l'irrigation sur les émissions de N₂O des sols agricoles à l'aide d'un CE_{BASE} estimé à un rapport P/EP = 1 (CE_{BASE} = 0,017 N₂O-N kg-1 N) pour les zones irriguées d'un écodistrict donné.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les degrés d'incertitude liés aux estimations des émissions de N₂O attribuables à l'irrigation résultent des incertitudes associées aux apports d'azote des engrais synthétiques (±20 %) et des fumiers animaux (±20 %), à l'azote des résidus de récolte (±15 %), aux estimations de la superficie des terres irriguées selon le *Recensement de l'agriculture* (1,25 % à 10 %), ainsi qu'au CE_{BASE} (±25 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances associés aux estimations de cette source d'émission n'ont pas encore été évalués.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6), d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Les mises à jour du *Recensement de l'agriculture* (Statistique Canada, 2007a) concernant les zones d'irrigation ont été intégrées aux données, tout comme les changements apportés aux taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier des bovins (voir la section 6.3.2). Comparativement au rapport de 2008, les zones d'irrigation, au Canada, ont diminué de 90 kha en 1990 et de 30 kha en 2006. Les nouveaux calculs se sont traduits par une diminution des émissions, qui sont passées de 0,02 à 0,05 Mt d'éq. CO₂ par année, et ont eu peu d'impact sur la tendance à long terme.

Améliorations prévues

Des travaux sont en cours pour déterminer les degrés d'incertitude du niveau et des tendances associés à cette source de données d'estimation. Les résultats seront publiés dans les prochains rapports.

6.4.2 Fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos (catégorie 4.D.2 du CUPR)

6.4.2.1 Description de la catégorie de source

Lorsque les animaux à l'herbe laissent leurs déjections sur les pâturages et dans les enclos, l'azote du fumier subit des transformations comme l'ammonification, la nitrification et la dénitrification. Ces processus de transformation entraînent le rejet de N₂O.

6.4.2.2 Questions de méthodologie

Les émissions des déjections des animaux au pacage sont calculées au moyen de la méthode de niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). On calcule les émissions pour chaque catégorie animale en multipliant l'effectif du cheptel par le taux approprié d'excrétion d'azote et par la fraction d'azote du fumier disponible pour la conversion en N₂O.

Les données sur le cheptel sont les mêmes que celles utilisées à la section 6.2. Les taux d'excrétion d'azote reposent sur les valeurs par défaut du GIEC 2006. La fraction d'azote du fumier disponible pour la conversion en N₂O est calculée comme pourcentage de l'azote total produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos, multiplié par les valeurs par défaut du GIEC, qui sont de 0,02 kg N₂O -N/kg N pour les bovins, les volailles et les porcs et de 0,01 kg N₂O -N/kg N pour les moutons/agneaux, les chèvres et les chevaux (GIEC, 2006), ce qui représente la fraction d'azote libérée par le fumier qui est convertie en N₂O.

6.4.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux estimations des émissions de N₂O imputables au fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos proviennent des incertitudes associées aux populations et catégories animales (de ±1 % à ±15 %), au taux d'excrétion de l'azote du fumier (±20 %), à la proportion d'azote dans le fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos (±20 %) et aux coefficients d'émission (-25 % ~ +150 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à ±19 % et ±21 % (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

6.4.2.4 AQ/CQ et vérification

Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique. Des contrôles de la qualité et des contre-vérifications ont été effectués pour déceler les erreurs de saisie des données et de calcul. En général, on dispose de très peu de données sur la quantité des émissions de N₂O découlant des déjections sur les pâturages et dans les enclos des animaux au pacage au Canada. C'est pourquoi il est extrêmement difficile de déterminer dans quelle mesure le coefficient d'émission du GIEC reflète la situation canadienne.

6.4.2.5 Recalculs

Cette catégorie a fait l'objet de nouveaux calculs en raison des changements apportés aux taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier des bovins (voir la section 6.3.2). Ces nouveaux

calculs se sont traduits par une augmentation des émissions, qui sont passées de 0,06 à 0,14 Mt d'éq. CO₂ par année, et ont eu un certain impact sur la tendance à long terme.

6.4.2.6 *Améliorations prévues*

On ne prévoit aucune amélioration immédiate dans les estimations des émissions de N₂O attribuables au fumier animal produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos.

6.4.3 **Émissions indirectes de N₂O des sols (catégorie 4.D.3 du CUPR)**

Une fraction de l'azote que l'on trouve à la fois dans les engrais synthétiques et dans le fumier épandus sur les sols agricoles est transportée hors site par volatilisation et redépôt ultérieur ou lessivage, érosion et ruissellement. L'azote ainsi transporté depuis les sols agricoles fournit un supplément d'azote aux processus de nitrification et de dénitrification qui rejettent du N₂O. L'azote qui quitte ainsi les sols agricoles n'est sans doute pas disponible pour les processus de nitrification et de dénitrification pendant des années, en particulier lorsqu'il s'infiltré dans la nappe phréatique.

6.4.3.1 *Volatilisation et redépôt d'azote*

Description de la catégorie de source

Lorsqu'on applique des engrais synthétiques ou du fumier sur des terres cultivées, une portion de l'azote est perdue par volatilisation sous forme de NH₃ ou de NO_x, qui peut se redéposer ailleurs et continuer à se transformer, entraînant des émissions de N₂O en dehors du site. La quantité de cet azote volatilisé dépend d'un certain nombre de facteurs, comme les taux d'épandage d'engrais et de fumier, les types d'engrais, les modes et le moment d'application de l'azote, la texture des sols, les précipitations, la température, le pH des sols, etc.

Questions de méthodologie

On a utilisé la méthode de niveau 1 du GIEC pour estimer les émissions indirectes de N₂O attribuables à la volatilisation et au redépôt d'azote résultant de l'épandage d'engrais synthétiques et de fumier. On multiplie la quantité d'azote des engrais synthétiques et du fumier par la fraction d'azote volatilisée sous forme de NH₃-N et de NO_x-N, puis par un coefficient d'émission. La quantité d'azote épandue est calculée à partir des données sur les ventes annuelles d'engrais, fournies par l'Institut canadien des engrais, et des données sur les quantités d'azote excrétées par les animaux (voir l'annexe A3.3). On pose l'hypothèse que la quantité d'azote volatilisé est égale à 10 % de la quantité totale d'engrais synthétique appliquée et 20 % de l'azote de fumier appliqué aux terres cultivées (GIEC, 2006). Pour estimer les émissions de N₂O, on applique le coefficient d'émission par défaut du GIEC, qui est de 0,01 kg N₂O-N/kg N (GIEC/OCDE/AIE 1997).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux estimations des émissions de N₂O imputables à la volatilisation de NH₃ et de NO_x à cause de l'application d'engrais synthétiques et d'azote de fumier proviennent des incertitudes associées à la consommation de l'azote des engrais synthétiques (±20 %), à l'étendue de la volatilisation de NH₃ et de NO_x dans les engrais synthétiques azotés (±20 %), aux populations et catégories animales (de ±1 % à ±15 %), au taux d'excrétion d'azote du fumier (±20 %), à l'étendue de la volatilisation de NH₃ et de NO_x dans le fumier (±20 %) et aux coefficients d'émission (de -50 % à +300 %). Les degrés d'incertitude du niveau général et des

tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à $\pm 40\%$ et $\pm 34\%$ (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1, tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6) d'une manière conforme aux recommandations du GIEC (GIEC 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Cette catégorie a fait l'objet de nouveaux calculs en raison des changements apportés aux taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier (voir la section 6.3.2). Ces nouveaux calculs se sont traduits par une légère augmentation des émissions, qui sont passées de 0,02 à 0,03 Mt d'éq. CO₂ par année, et n'ont pas eu d'impact sur la tendance à long terme.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

6.4.3.2 Lessivage, érosion et ruissellement

Description de la catégorie de source

Lorsque des engrais azotés synthétiques ou du fumier sont épandus sur des terres cultivées, une partie de l'azote est perdue par lessivage, érosion et ruissellement. L'ampleur de cette déperdition dépend d'un certain nombre de facteurs, comme les taux, la méthode, le type de culture, la texture du sol, les précipitations et le paysage. Ce volume d'azote perdu peut subir d'autres transformations comme la nitrification et la dénitrification, ce qui génère des émissions de N₂O hors site.

Questions de méthodologie

Une méthode de niveau 1 modifiée du GIEC est utilisée pour estimer les émissions indirectes de N₂O qui résultent du lessivage, du ruissellement et de l'érosion de l'azote provenant des engrais, des fumiers et des résidus de culture et présent dans les sols agricoles. Pour estimer les émissions indirectes de N₂O résultant du ruissellement et du lessivage de l'azote au niveau des écodistricts, on utilise la $Frac_{LESSIVAGE}$ que l'on multiplie par le volume d'azote des engrais synthétiques, d'azote du fumier qui ne s'est pas volatilisé et d'azote des résidus de récolte ainsi que par un coefficient d'émission de 0,025 kg N₂O-N/kg N (GIEC 2000).

La valeur par défaut de la fraction d'azote perdue par lessivage et ruissellement ($Frac_{LESSIVAGE}$) dans les Lignes directrices de 1996 était de 0,3. La $Frac_{LESSIVAGE}$ peut atteindre 0,05 dans les régions où les précipitations sont nettement inférieures à l'évapotranspiration potentielle (GIEC, 2006), comme dans les Prairies du Canada. C'est ainsi qu'on présume que la $Frac_{LESSIVAGE}$ varie selon l'écodistrict entre un minimum de 0,05 et un maximum de 0,3. Pour les écodistricts sans déficit hydrique pendant la période de croissance (de mai à octobre), on a utilisé la valeur

maximale de $\text{Frac}_{\text{LESSIVAGE}}$ recommandée dans les lignes directrices de 2006 du GIEC, soit 0,3. On a utilisé la valeur minimale de $\text{Frac}_{\text{LESSIVAGE}}$ de 0,05 pour les écodistricts avec le déficit hydrique le plus important. Pour les autres écodistricts, on a estimé la valeur de $\text{Frac}_{\text{LESSIVAGE}}$ à l'aide d'une extrapolation linéaire fondée sur la plage de valeurs mentionnée ci-dessus.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les incertitudes associées aux estimations des émissions de N_2O imputables au lessivage, à l'érosion et au ruissellement d'azote provenant d'engrais synthétiques, de fumier ou de résidus de récolte proviennent des incertitudes associées aux estimations de la consommation de l'azote des engrais synthétiques ($\pm 20\%$), du taux d'excrétion d'azote du fumier ($\pm 20\%$), des populations animales ($\pm 1\% \sim \pm 15\%$), de l'azote des résidus de récolte ($\pm 15\%$), de $\text{Frac}_{\text{LESSIVAGE}}$ ($\pm 50\%$) et du coefficient d'émission par lessivage/ruissellement $\text{CE}_{\text{LESSIVAGE}}$ ($-48\% \sim +200\%$). Les degrés d'incertitude du niveau général et des tendances des estimations des émissions de 1990 à 2007 ont été estimés respectivement à $\pm 32\%$ et $\pm 29\%$ (Hutchinson *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a fait l'objet de contrôles de qualité de niveau 1, tels qu'établis dans le plan d'AQ/CQ (voir les détails et les références à l'annexe 6) d'une manière conforme aux recommandations du GIEC. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Cette catégorie a fait l'objet de nouveaux calculs en raison des changements apportés aux taux d'excrétion de l'azote provenant du fumier (voir la section 6.3.2) et aux données sur les zones de cultures à surface réduite, en particulier celles utilisées pour le fourrage destiné à la production de semences (voir la section 6.4.1.4). Ces nouveaux calculs se sont traduits par une légère augmentation des émissions, qui sont passées de -0,06 à 0,04 Mt d'éq. CO_2 par année, et n'ont pas eu d'impact sur la tendance à long terme.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions imputables à cette source.

7 Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (secteur 5 du CUPR)

7.1 *Aperçu*

Le secteur ATCATF déclare les flux de GES entre l'atmosphère et les terres aménagées du Canada, de même que les flux associés aux changements d'affectation des terres. L'évaluation englobe les émissions et les absorptions de CO₂, les émissions supplémentaires de CH₄, de N₂O, et de CO imputables aux incendies de forêt et au brûlage dirigé, de même que le N₂O rejeté par suite de la conversion de terres en terres cultivées. Toutes les émissions et les absorptions par le secteur ATCATF sont exclues des totaux nationaux.

En 2007, les flux nets estimatifs de GES dans le secteur ATCATF, qui représentent la somme des émissions et des absorptions de CO₂⁵⁰ et des émissions de gaz autres que le CO₂, correspondaient à des absorptions de 45 Mt. Si l'on incluait ces chiffres dans les totaux nationaux, cela aurait pour effet d'augmenter de 6 % environ les émissions totales de GES du Canada. Le t

50. À moins d'être indiquées autrement, toutes les émissions et absorptions sont en équivalents CO₂.

Tableau 7-1 donne les estimations des flux nets pour 1990 et les années récentes dans les principales catégories et sous-catégories du secteur ATCATF.

Compte tenu de la forte variabilité interannuelle affichée par certaines catégories et de l’effet sur les tendances sectorielles, il est déconseillé au lecteur d’interpréter les chiffres du

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D’AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5)

Tableau 7-1 comme des tendances. La série chronologique complète des estimations du secteur ATCATF est donnée au tableau 10 de la série de tableaux du CUPR.

Tableau 7-1: Estimations des flux nets de GES du secteur ATCATF, certaines années

Catégories sectorielles	Flux net de GES (kt d'éq. CO ₂) ⁴				
	1990	2004	2005	2006	2007
Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie – TOTAL¹	-52 000	120 000	41 000	41 000	45 000
a. Terres forestières	-79 000	110 000	32 000	33 000	38 000
Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	-78 000	110 000	33 000	34 000	39 000
Terres converties en terres forestières	-1 000	-1 000	-1 000	-1 000	-1 000
b. Terres cultivées	13 000	-960	-2 100	-2 300	-3 400
Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	-1 400	-9 100	-9 700	-10 000	-11 000
Terres converties en terres cultivées	14 000	8 200	7 700	8 000	7 500
c. Prairies	NE	NE	NE	NE	NE
Prairies dont la vocation n'a pas changé	NE	NE	NE	NE	NE
Terres converties en prairies	NE	NE	NE	NE	NE
Terres humides	5 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Terres humides dont la vocation n'a pas changé	1 000	2 000	2 000	2 000	1 900
Terres converties en terres humides	4 000	1 000	1 000	900	800
e. Zones de peuplement	10 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé	-100	-200	-200	-200	-200
Terres converties en zones de peuplement	10 000	8 000	8 000	8 000	8 000
Conversion de terres forestières (poste pour mémoire) ²	27 000	21 000	21 000	20 000	20 000
Conversion de prairies (poste pour mémoire) ^{2,3}	300	200	200	200	200

Notes :

1. Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué. L'annexe 13 décrit le protocole d'arrondissement.
 2. Déjà comprises dans les terres converties en terres cultivées, terres humides ou zones de peuplement, et dans les terres cultivées et terres humides dont la vocation n'a pas changé (pour les émissions résiduelles post-20 ans et 10 ans pour les réservoirs).
 3. Inclut la conversion des prairies agricoles en terres cultivées, et de la toundra en zones de peuplement.
 4. Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l'atmosphère.
- NE = non estimé.

La catégorie des terres forestières a la plus grande influence sur les totaux sectoriels. Les flux nets sont négatifs (absorptions) pour 9 des 18 années de la série chronologique et positifs (émissions) pour le reste. Les années avec un flux positif net sont de plus en plus fréquentes dans la dernière partie de la série chronologique. Les émissions nettes sont particulièrement élevées dans les années marquées par des incendies importants. La variabilité interannuelle est donc élevée, avec des totaux nets pour la catégorie fluctuant entre -100 Mt (1992) et 180 Mt (1995). Ces fluctuations affectent les totaux du secteur ATCATF, qui varient entre des émissions nettes et des absorptions nettes, selon le flux net des forêts gérées.

Sur toute la période, la catégorie des terres cultivées montre une tendance soutenue à la décroissance des émissions, avec une absorption de 3,4 Mt en 2007. La baisse des émissions dans les terres converties en terres cultivées et la hausse des absorptions dans les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé contribuent de façon égale à la réduction de 16 Mt des émissions nettes pour la période 1990-2007.

Au cours de la période de 1990 à 2007, les flux nets pour la catégorie des terres humides (tourbières gérées et terres inondées) varient entre 2,6 Mt et 5,0 Mt. Les émissions provenant de terres converties en terres humides baissent d'un peu moins de 4 Mt à 0,8 Mt pendant la période. Les émissions provenant des terres inondées représentent 65 % de toutes les émissions de la catégorie des terres humides.

Avec le présent rapport, le Canada poursuit un projet échelonné sur plusieurs années visant à améliorer nettement ses estimations pour le secteur ATCATF⁵¹. C'est dans le cadre pluridisciplinaire national du Système de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports (SSCPR) des émissions et des absorptions dans les terres aménagées que s'inscrit la contribution des meilleurs experts canadiens à cet inventaire et au précédent. Le cadre SSCPR est un moyen de coordonner, de planifier et d'intégrer les activités de nombreux groupes de scientifiques et d'experts de plusieurs ordres de gouvernement et d'établissements de recherche.

Les travaux devraient se poursuivre au sein du SSCPR pour le secteur ATCATF au cours des prochaines années. Outre le resserrement de la collaboration, les améliorations prévues au cadre sont la préparation d'estimations officielles et documentées des incertitudes dans toutes les catégories de l'ATCATF et la quantification des catégories pour lesquelles les changements d'utilisation des terres ne sont pas documentés.

Le reste du chapitre souligne les faits saillants de chaque catégorie du secteur ATCATF. La section 7.2 donne une vue d'ensemble de la représentation des terres aménagées; chaque section qui suit propose une courte description d'une catégorie de terres (sections 7.3 à 7.7). Une section spéciale (section 7.8) est consacrée aux estimations intercatégories de la conversion des terres forestières à d'autres affectations.

7.2 Définition des catégories de terres et représentation des terres aménagées

Pour harmoniser toutes les estimations basées sur les terres, on a élaboré un cadre définitionnel commun qui a été adopté par tous les groupes chargés d'établir les estimations. Les définitions concordent avec les catégories de terres du GIEC (2003), tout en restant pertinentes pour les pratiques d'aménagement des terres, les conditions environnementales dominantes et les sources de données disponibles au Canada.

Les terres forestières englobent toutes les superficies d'au moins un hectare où les formations arboricoles peuvent atteindre 25 % du couvert vertical au sol et cinq mètres de hauteur in situ. Les forêts canadiennes ne subissent pas toutes l'influence directe de l'activité humaine, d'où la question parfaitement légitime que l'on peut se poser quant aux superficies qui représentent fidèlement les « forêts aménagées ». Pour les besoins de l'inventaire des GES, les forêts aménagées sont celles qui font l'objet d'une exploitation active des ressources en bois d'œuvre et autres (y compris les parcs) ou de mesures de protection contre les incendies. L'annexe 3.4 fournit d'autres précisions sur l'interprétation du concept de « forêts aménagées ».

Les terres agricoles comprennent à la fois les terres cultivées et les prairies agricoles. Les terres cultivées englobent toutes les terres exploitées en cultures annuelles, en jachère et en végétaux pérennes (essentiellement le fourrage, mais aussi les petits fruits, le raisin, les cultures de pépinière, les légumes, les arbres fruitiers et les vergers). Les prairies agricoles s'entendent des pâturages ou des grands pâturages libres « non bonifiés » qui servent exclusivement à l'alimentation du bétail. On en trouve dans les régions géographiques où les prairies ne retourneraient pas naturellement à l'état de forêt si elles étaient abandonnées : les prairies naturelles à herbe courte dans le sud de la Saskatchewan et de l'Alberta et dans les vallées montagneuses sèches de l'intérieur de la Colombie-Britannique. Toutes les terres agricoles qui ne sont pas des prairies sont classées comme terres cultivées, y compris les pâturages non bonifiés

51. Décrit pour la première fois dans le RIN de 2004 et mis en oeuvre pour la déclaration de 2006.

dont la végétation naturelle serait normalement une forêt (Est du Canada et majeure partie de la Colombie-Britannique).

Les formations végétales qui ne répondent pas à la définition de terres forestières ou de terres cultivées sont généralement classées comme prairies : les vastes étendues de toundra du Nord canadien sont considérées comme des prairies non aménagées.

Les terres humides sont des zones dont l'état saturé permanent ou récurrent favorise l'établissement d'une végétation et de sols caractéristiques de ces conditions et qui ne se trouvent pas déjà dans des terres forestières, des terres cultivées ou des prairies agricoles. Un inventaire national des terres humides est en cours de préparation (Hélie *et al.*, 2003). Les terres humides aménagées sont celles où l'intervention humaine a modifié la nappe phréatique, par exemple les tourbières qu'on a drainées pour en extraire la tourbe, ou encore les terres submergées (GIEC, 2003).

Les zones de peuplement englobent toutes les terres bâties : urbaines, rurales résidentielles, celles consacrées à l'industrie et à l'utilisation à des fins récréatives; les routes, les emprises et autres infrastructures de transport; de même que l'exploration, l'extraction et la distribution des ressources (exploitation minière, pétrolière et gazière). La diversité de cette catégorie a jusqu'ici empêché d'en évaluer toute l'étendue dans le paysage canadien; toutefois, ces terres font souvent l'objet d'une conversion, et l'impact de la conversion des terres forestières en zones de peuplement est évalué dans l'inventaire des GES.

À cause du mode de catégorisation des terres, certaines transitions dans les affectations des terres ne peuvent pas être prises en compte - par exemple, la conversion de forêts en prairies agricoles, étant donné que, par définition, les prairies agricoles excluent les zones où les forêts peuvent pousser naturellement. À noter qu'en théorie, le contraire peut se produire (conversion de prairies en forêt), bien qu'on n'ait pas observé de conversion directe, due à l'action humaine, de prairies agricoles en forêts. Étant donné que les prairies sont définies comme « indigènes », il n'y a, pour ainsi dire, pas de création de prairies.

Le Tableau 7-2 illustre les superficies d'affectation des terres (cellules diagonales) et les superficies cumulatives de changement d'affectation des terres (cellules non diagonales) en 2007. Les superficies cumulatives de changement d'affectation des terres désignent les superficies totales converties depuis 20 ans (10 ans pour les réservoirs). La cellule diagonale des prairies indique la superficie totale des prairies agricoles, alors que la cellule des prairies converties en zones de peuplement indique la conversion de terres de toundra non aménagées en zones de peuplement dans le Nord du Canada. Les totaux des colonnes correspondent à la superficie totale déclarée pour chaque catégorie dans le cadastre uniformisé.

Le système de surveillance des terres SSCPR comprend la conversion des forêts non aménagées et des prairies en d'autres catégories de terres. Les terres non aménagées converties à d'autres affectations deviennent toujours des terres « aménagées »; une fois qu'une terre est aménagée, elle ne peut retrouver le statut de terre « non aménagée », même si les pratiques d'aménagement sont abandonnées. Les parcs et les zones protégées sont compris dans les terres aménagées.

À quelques exceptions près (par exemple les émissions imputables au chaulage), les estimations du secteur ATCATF telles qu'elles sont déclarées dans les tableaux du CUPR sont spatialement rattachées aux « zones de déclaration » (Figure 7-1). Ces zones de déclaration sont essentiellement les mêmes que les écozones terrestres (Marshall et Shut, 1999), à trois exceptions près : les écozones du Bouclier boréal et du Bouclier de la taïga sont subdivisées en secteurs est et

7 AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENTS D’AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE (SECTEUR 5)

ouest pour former quatre zones de déclaration; tandis que l'écozone des Prairies est subdivisée en un secteur semi-aride et un secteur subhumide. Les estimations sont présentées pour 15 des 18 zones de déclaration, les trois écozones les plus nordiques du Canada étant écartées : Cordillère arctique, Haut-Arctique et Bas-Arctique, où on ne détecte ni émissions ni absorptions directes de GES dues à l'action humaine dans ce secteur. On trouvera à l'annexe 3.4 d'autres précisions sur le cadre spatial d'estimation et de déclaration.

Tableau 7-2: Superficies des terres aménagées (kha) dans le système de comptabilité du secteur ATCATF¹ en 2007

Affectation finale des terres	Terres forestières					
	Terres cultivées	Terres cultivées	Prairies	Terres humides	Zones de peuplement	Autres
Terres cultivées	229 400	628	I	66	436	I
Terres cultivées	163	47 100	I	NE	NE	I
Prairies	I	3	NE	NE	1	I
Terres humides	I	NE	I	401 ²	NE	NE
Zones de peuplement	I	NE	I	I	NE	I
Autres	I	I	I	38	NE	NE

Notes :

1. Les cellules non diagonales indiquent les superficies cumulatives, c'est-à-dire la superficie totale convertie depuis 20 ans (10 ans pour les réservoirs).

2. Inclut seulement les terres humides pour lesquelles les émissions sont déclarées dans le CUPR.

NE = non estimé.

I = Inexistant.

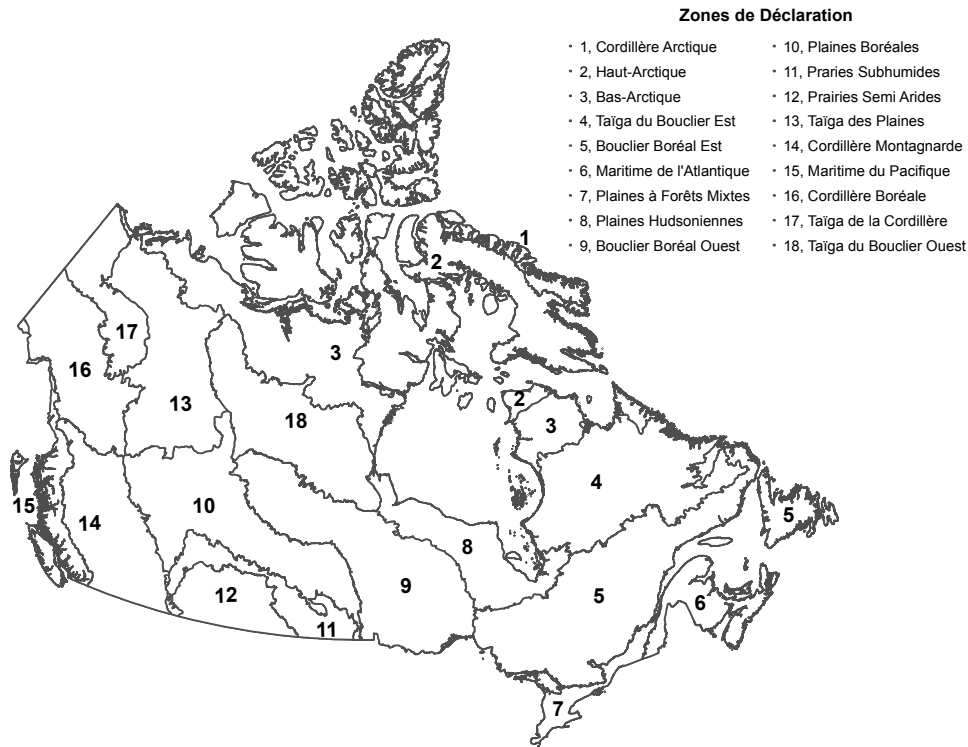


Figure 7-1: Zones de déclarations aux fins des estimations du secteur ATCATF

Les superficies déclarées dans les tableaux du CUPR sont celles qui servent à établir les estimations annuelles, mais pas toujours la superficie totale d’une catégorie ou d’une sous-catégorie de terres au cours d’une année d’inventaire donnée. Les superficies de terres converties en terres humides (réservoirs) représentent donc une fraction de la superficie totale des réservoirs (ceux qui sont en eau depuis 10 ans ou moins), et non la superficie totale des réservoirs du Canada.

De même, les superficies de terres converties déclarées dans les tableaux du CUPR désignent la superficie totale cumulative convertie depuis 20 ans (10 ans pour les réservoirs); il ne faut donc pas les confondre avec les taux annuels de changement d’affectation des terres. Les tendances observées dans les catégories de terres converties du CUPR (les terres converties en terres forestières, les terres converties en terres cultivées, etc.) résultent de l’équilibre entre la superficie récemment convertie en une catégorie et le transfert des terres converties il y a plus de 20 ans (10 ans pour les réservoirs) en catégories de « terres dont la vocation n’a pas changé ».

7.3 Terres forestières

Les forêts et autres terres boisées couvrent 402 millions d’hectares (Mha) du territoire canadien; à elles seules, les terres forestières occupent 310 Mha (RNCan 2001). Les forêts aménagées, c’est-à-dire celles qui subissent l’influence directe de l’homme, couvrent 230 Mha, soit 74 % de l’ensemble des forêts. Quatre zones de déclaration concentrent 68 % des forêts aménagées (Tableau 7-3).

En 2007, le bilan net des GES des terres forestières aménagées correspondait à des émissions de 38 Mt (

Tableau 7-1 ci-dessus et tableau 5 du CUPR). La présente estimation comprend les émissions et absorptions nettes de CO₂, de même que les émissions de N₂O, de CO et de CH₄ résultant des incendies de forêt. Pour les besoins des rapports de la CCNUCC, les terres forestières aménagées sont subdivisées en terres forestières dont la vocation n'a pas changé (230 kha, émissions nettes de 39 Mt) et terres converties en forêts (0,16 kha, absorptions nettes de 1,0 Mt) en 2007.

Les flux de GES émis et absorbés par les forêts aménagées ne sont pas homogènes dans l'espace. En 2007, les forêts aménagées de la zone maritime du Pacifique et de la cordillère montagnarde sont deux grandes sources nettes de GES, et celles des plaines de la taïga un puits net (Tableau 7-3). À noter que la distribution spatiale des émissions et des absorptions subit l'influence de la survenue et de l'emplacement des perturbations et qu'elle n'est donc pas nécessairement constante d'une année à l'autre.

7.3.1 Terres forestières dont la vocation n'a pas changé

7.3.1.1 Questions de méthodologie

La végétation absorbe le CO₂ de l’atmosphère par photosynthèse, et une partie de ce carbone est piégé dans la végétation sur pied, dans la biomasse morte et dans les sols. Le CO₂ est restitué à l’atmosphère par la respiration des végétaux et la décomposition de la matière organique dans la biomasse morte et les sols. Les échanges naturels de CO₂ entre l’atmosphère et le biote sont des flux importants qui recyclent environ le septième de la teneur totale de l’atmosphère en CO₂ chaque année. Dans la réalité, ces flux importants résultent de l’accumulation de processus minuscules dispersés sur de vastes superficies.

L'interaction de l'homme avec la terre peut modifier directement l'ampleur et la vitesse de ces échanges naturels de GES, dans l'immédiat et à long terme. Les changements et les méthodes d'affectation des terres du passé continuent d'influer sur les flux actuels de GES émis et absorbés par la biosphère terrestre. Cet effet à long terme est une caractéristique propre au secteur ATCATF, qui le rend très distinct des autres secteurs, comme celui de l'énergie.

Tout en s'intéressant aux incidences de l'activité humaine sur le bilan des GES, on admet que le fait de séparer les effets anthropiques des effets naturels dans le secteur ATCATF présente des difficultés exceptionnelles. L'homme manipule les processus biologiques de mille façons et avec des intensités variables. Ce que nous observons est en général le résultat de ces diverses manipulations et de leurs interactions combinées avec un milieu biophysique tout aussi varié. L'éclaircissement des divers rapports de cause à effet à court et à long terme fait toujours l'objet d'études scientifiques complexes.

Tableau 7-3: Bilan des GES des forêts aménagées par zone de déclaration, 2007¹

Numéro de la zone de déclaration	Nom de la zone de déclaration	Terres forestières aménagées (kha)	Bilan net des GES (Mt d'éq CO ₂)
1	Cordillère arctique	–	SO
2	Haut-Arctique	–	SO
3	Bas-Arctique	–	SO
4	Bouclier de la taïga-est	1 100	1,5
5	Bouclier boréal-est	55 600	2,7

Numéro de la zone de déclaration	Nom de la zone de déclaration	Terres forestières aménagées (kha)	Bilan net des GES (Mt d'éq CO ₂)
6	Maritime de l'Atlantique	15 500	5,3
7	Plaines à forêts mixtes	2 720	-8,1
8	Plaines hudsoniennes	302	-0,5
9	Bouclier boréal-ouest	28 800	-14
10	Plaines boréales	36 200	7,5
11	Prairies subhumides	1 820	-1,9
12	Prairies semi-arides	16	0
13	Plaines de la taïga	20 000	-29
14	Cordillère montagnarde	35 400	78
15	Maritime du Pacifique	13 200	28
16	Cordillère boréale	16 600	-28
17	Cordillère de la taïga	412	-0,34
18	Bouclier de la taïga-ouest	1 830	-4,0

Notes :

1. Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l'atmosphère.
SO = sans objet.

Le Canada estime les émissions et les absorptions dans les forêts aménagées à l'aide d'une méthode de niveau 3. Le Système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports sur le carbone des forêts du Canada (SNSCPR-CF, Kurz et Apps 2006) s'articule autour d'une approche fondée sur un modèle (modèle de bilan du carbone du Service canadien des forêts, CBM-CFS3, CBM-CFS3, Kull *et al.* 2006, Kurz *et al.* 2009). Ce modèle intègre des données d'inventaires forestiers et sur les rendements ainsi que des données d'activité à référence spatiale sur la gestion des forêts et les perturbations naturelles (incendies, insectes, chablis) afin d'estimer les stocks de carbone forestier, les variations de ces stocks et les émissions et absorptions de gaz autres que le CO₂. Il a également recours à des paramètres climatiques et écologiques régionaux afin de simuler les transferts de carbone entre les bassins, aux produits forestiers et vers l'atmosphère. L'approche conceptuelle reste celle recommandée par le GIEC (2003), c'est-à-dire que les absorptions ou les émissions nettes sont calculées comme la différence entre l'absorption du CO₂ par les arbres en croissance et les émissions attribuables aux activités d'aménagement des forêts (exploitation forestière) et aux perturbations naturelles (feu irrégulier, infestations d'insectes). On trouvera des renseignements supplémentaires sur la méthodologie d'estimation à l'annexe 3.4.

Les fluctuations des stocks de carbone dans les forêts aménagées sont déclarées au Tableau 5A du CUPR par zone de déclaration. Ces fluctuations des stocks de carbone tiennent compte non seulement des échanges de GES avec l'atmosphère, mais aussi des transferts de carbone entre bassins, par exemple le transfert entre la biomasse vivante et la nécromasse lors de la mort du peuplement forestier. Les fluctuations individuelles des stocks de carbone ne fournissent donc aucune indication sur les flux principaux entre les bassins de carbone des forêts aménagées et

l’atmosphère. Les flux de carbone les plus importants à partir des forêts aménagées et vers ces dernières sont le fait de l’absorption nette de carbone par les arbres en croissance et de son émission lors de la décomposition des matières organiques (respectivement –2 900 et 2 100 Mt en 2007 – Figure 7-2). La tendance à la hausse de la décomposition de matière organique morte (MOM) reflète l’effet croissant et à long terme des perturbations passées, spécialement les infestations d’insectes, qui ont laissé des quantités importantes de matière morte. Au cours des trois dernières années, les infestations ont détruit au total 21 Mha de forêts aménagées, dont 97 % dans la zone de déclaration de la cordillère montagnarde en raison de l’infestation du dendroctone du pin ponderosa. Une bonne part de la variabilité interannuelle du bilan des GES des forêts aménagées dépend de l’occurrence et de la gravité des incendies. Durant la période 1990–2007, les émissions annuelles dues aux incendies de forêt ont fluctué entre 11 et 291 Mt. Pendant les incendies, les émissions immédiates dues à la combustion de matière organique morte ont représenté 78,7 %; une bonne partie de la biomasse est tuée par le feu et transférée au bassin de matière organique morte, mais n’est pas immédiatement consommée. C’est pourquoi une importante quantité de la charge de combustible se compose de bois mort et de litière présents sur le sol. En moyenne, 8 %, en équivalent CO₂, des émissions immédiates dues aux incendies sont du CO, 7 % du CH₄ et 4 % du N₂O.

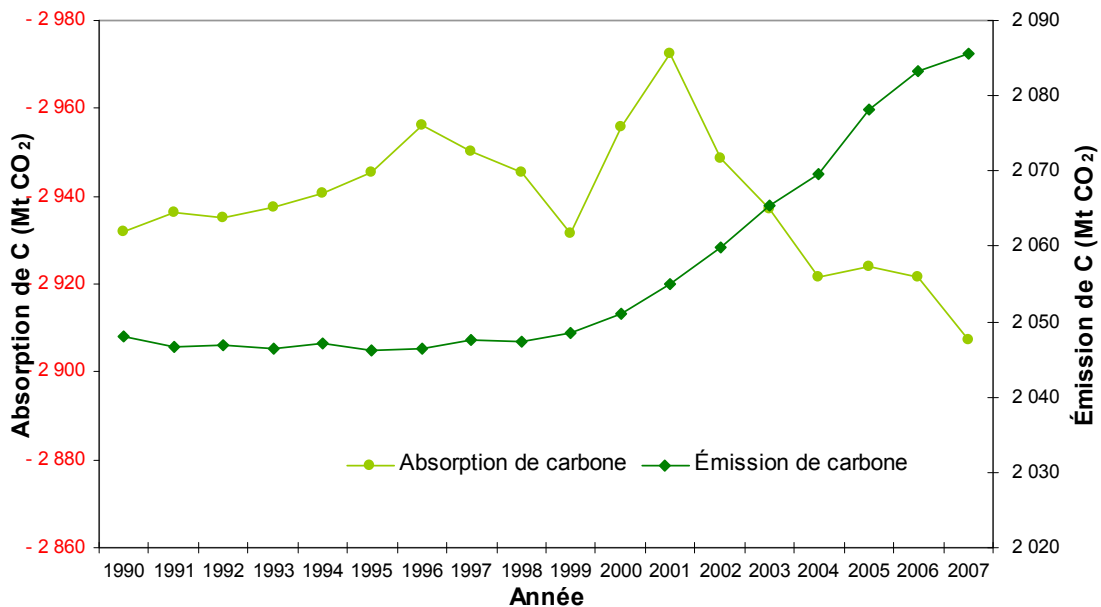


Figure 7-2: Grands flux annuels de carbone entre l’atmosphère et les forêts aménagées, 1990–2007: Absorption nette (ou production primaire nette) de carbone et rejet par la décomposition (respiration hétérotrophe)

Pour éviter toute double comptabilisation, les estimations des changements à la quantité de carbone du tableau 5A du CUPR excluent les émissions de carbone sous les formes de CO₂, CH₄ et CO attribuables à la combustion de la biomasse, qui sont déclarées au tableau 5(V). Les émissions et les absorptions sont automatiquement calculées au tableau 5 du CUPR.

Conformément à la méthodologie par défaut du GIEC (2003), les émissions des activités d’aménagement forestier englobent la totalité du carbone du CO₂ que contiennent le bois rond récolté et les résidus d’exploitation. Tout le carbone qui sort des forêts aménagées sous forme de produits ligneux est réputé être une émission immédiate. Avec cette approche, en 2007, le

transfert de carbone des forêts aux produits ligneux récoltés (PLR) par les activités de gestion forestière a représenté des émissions annuelles moyennes de 165 Mt, soit une augmentation de 12,4 % depuis 1990. Trois méthodes de recharge - les flux atmosphériques, la production et les fluctuations des stocks - ont été évaluées à titre préliminaire au Canada pour tenter de rendre compte avec exactitude des émissions différées attribuables au stockage du carbone à long terme dans les produits ligneux récoltés. Ces méthodes comptabilisent le carbone stocké dans les PLR et les émissions résultant de la décomposition des produits récoltés, importés (fluctuations des stocks, flux atmosphériques), ou exportés (production) l'année courante et les années précédentes; elles sont donc plus réalistes sur le plan spatiotemporel que la méthode actuelle par défaut, qui ne tient pas compte des émissions des PLR, là ou quand elles se produisent effectivement. Elles diffèrent également sous le rapport de leur affectation aux émissions et aux absorptions. On trouvera à l'annexe 3.4 une ventilation et une brève analyse de chacune des méthodes de comptabilisation, ainsi que de leurs répercussions pour le Canada.

7.3.1.2 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

Compte tenu des efforts considérables qu'on déploie déjà pour continuer à mettre en œuvre une méthode de niveau 3 dans les forêts aménagées, il n'a pas été possible, faute de ressources, d'établir des estimations officielles du degré d'incertitude à temps pour le présent inventaire. On trouvera à l'annexe 3.4 une analyse des principales sources d'incertitude pour chaque catégorie de terres. Une étude exhaustive est en préparation (White *et al.*, 2008).

Toutes les estimations ont été calculées de manière uniforme. Les estimations concernant les incendies de forêt en 2004–2007 sont basées sur des images obtenues par télédétection en temps réel du Système canadien d'information sur les feux de végétation⁵². Les estimations pour 1990-2003 proviennent de la base de données sur les grands incendies du SCF qui comprend des renseignements fournis par des organismes provinciaux de gestion des ressources.

En outre, les données disponibles de l'inventaire des forêts ne couvrent pas les mêmes périodes sur l'ensemble du pays; l'annexe 3.4 explique comment les données d'inventaires forestiers provenant de sources diverses ont été harmonisées pour fournir des données complètes, cohérentes et uniformes pour 1990.

7.3.1.3 *AQ/CQ et vérification*

Les contrôles de qualité de niveau 2, mis en œuvre et documentés par le Service canadien des forêts (White and Dymond, 2008, Dymond, 2008), traitent spécifiquement de la préparation des estimations dans la catégorie des terres forestières. Des procédures systématiques et documentées d'AQ/CQ sont mises en œuvre dans quatre domaines : contrôle du déroulement des travaux (manuel), contrôle du modèle (automatisé), contrôle des points repères (manuel) et examens externes. Les résultats des contrôles sont documentés de façon systématique; un système d'enregistrement relève chaque problème et en facilite le suivi et la recherche de solutions.

Environnement Canada, même s'il conserve ses propres procédures d'AQ/CQ pour les estimations établies à l'interne (voir l'annexe 6), en a adopté de nouvelles pour les estimations provenant de ses partenaires, de même que pour toutes les estimations et les données sur les activités versées

⁵² http://cwfis.cfs.nrcan.gc.ca/fr/index_f.php

dans sa base de données cartographiques, et saisies dans le logiciel CRF Reporter du CUPR. Ces procédures et leurs résultats sont documentés de façon complète dans les archives centralisées.

7.3.1.4 Recalculs

Les changements apportés aux calculs dans cette catégorie ont été très significatifs en grande partie à cause des modifications de la modélisation des activités de gestion des forêts. On a eu recours à la même source de données sur les récoltes dans les rapports précédents, dans le présent rapport, les données sur les volumes ont été intégrées à la modélisation comme des cibles de « carbone » par opposition aux cibles de « superficie ». L'utilisation de cibles de « superficie » avait donné une faible concordance entre les données sur les volumes d'exploitation et les estimations du « carbone récolté » produites par le modèle. En conséquence, la tendance et le niveau des émissions déclarées reflètent mal les répercussions actuelles des activités liées à l'exploitation. La modification de la formulation des cibles a contribué à améliorer la cohérence entre les données sur l'exploitation et les estimations modélisées. Ce changement a entraîné un nouveau calcul important des superficies exploitées et des quantités de carbone transférées au secteur de la production forestière. Dans les premières années de la série chronologique, le calcul des émissions de carbone imputables aux produits ligneux récoltés a été surestimé de 43 % au plus en 1990 (soit plus de 12 Mt de carbone). De nouveaux calculs des superficies exploitées au début des années 1990 ont été effectués à la baisse, et à la hausse après 1999. Dans l'ensemble, la quantité de carbone qui est passée des forêts au secteur de la production forestière (que l'on considère dans l'inventaire comme des émissions immédiates découlant de l'exploitation) a augmenté considérablement, en raison surtout des nouveaux calculs du carbone récolté (Figure 7-3). La tendance qui se dégage des activités d'exploitation a également été modifiée. Depuis dix ans, ces activités représentent des émissions moyennes annuelles de 184 Mt, soit une hausse de 21 % par rapport aux niveaux de 1990, ce qui diffère grandement de l'estimation précédente qui établissait une hausse de 54 %.

D'autres changements ont été apportés pour améliorer l'estimation des émissions liées au brûlage des résidus après la récolte, ou « rémanents ». Le brûlage des rémanents a contribué à faire croître les émissions annuelles des forêts aménagées dans une proportion de 8,5 Mt d'éq. CO₂, en moyenne, sans modifier de manière importante la tendance.

En outre, la mise à jour de l'inventaire et des données sur les rendements dans les provinces de la Nouvelle-Écosse et de Terre-Neuve-et-Labrador a également donné lieu à d'autres changements. Le recours à un plus grand nombre de données d'inventaire actualisées a généré des corrections dans la catégorie des forêts aménagées (à la baisse de 400 kha) et dans la distribution de la classe d'âge.

Enfin, d'autres modifications ont été apportées à la simulation de la croissance de très jeunes peuplements pour lesquels les courbes de rendement n'étaient généralement pas fondées sur des données. L'algorithme qui représente la croissance des jeunes peuplements a été modifié pour réduire le plus possible les discontinuités lorsque ces peuplements atteignent un volume commercialisable défini par les courbes de rendement. Dans certaines régions, cet ajustement a fait augmenter le bilan net du carbone des écosystèmes des forêts aménagées, en raison d'une hausse générale des émissions d'environ 2 Mt an⁻¹.

Tous les recalculs sont documentés dans les rapports internes (Stinson et al., 2008).

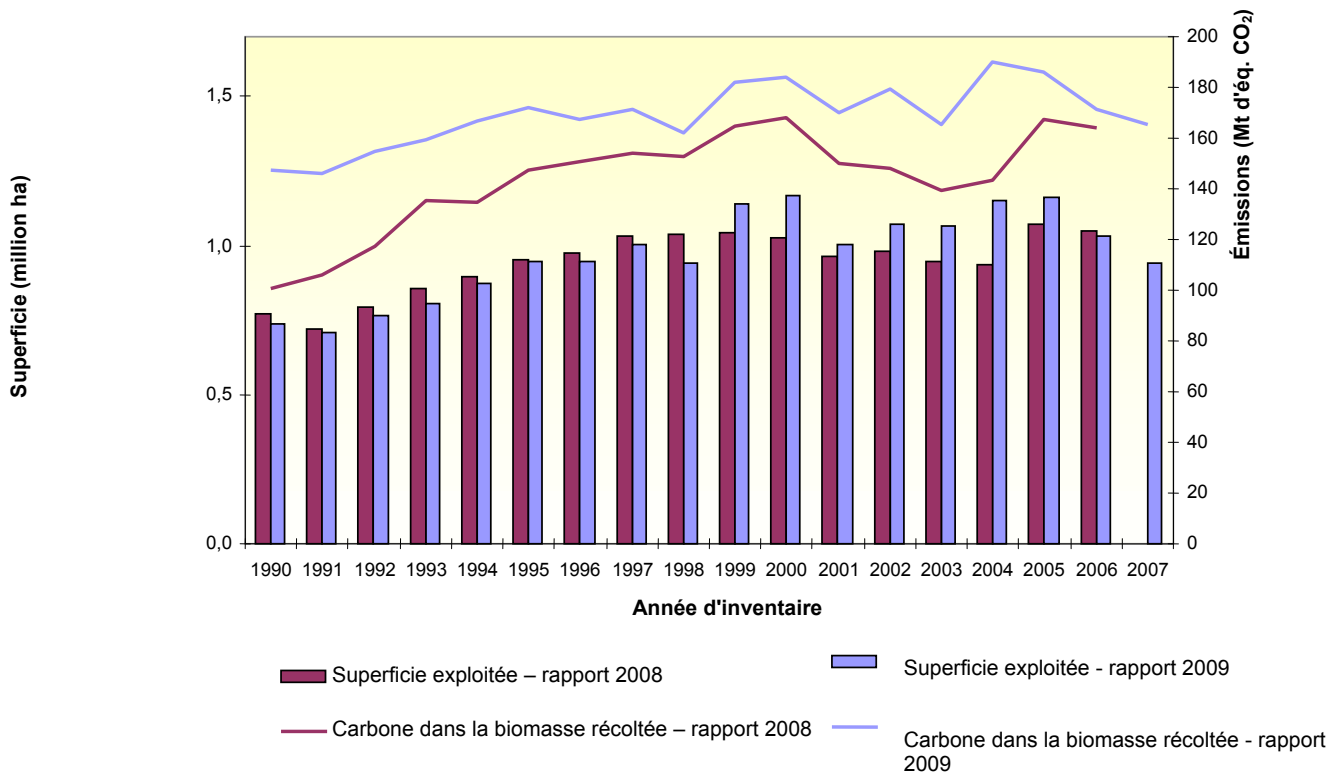


Figure 7-3: Nouveaux calculs aux fins de l'estimation des récoltes dans le rapport de 2009 indiquant qu'une grande partie du carbone déclaré comme des émissions de CO₂, est contenu dans les produits forestiers

7.3.1.5 Améliorations prévues

La grande priorité va à la préparation des estimations de l'incertitude dans la catégorie des terres forestières. On travaille également à une analyse en profondeur de l'incertitude dans le cadre de modélisation CBM-CFS3 (White *et al.*, 2008). Un travail de validation est également en cours, lequel consiste à comparer les superficies de forêts aménagées à des estimations tirées d'études indépendantes; les résultats seront intégrés au prochain rapport.

7.3.2 Terres converties en terres forestières

7.3.2.1 Description de la catégorie

Cette catégorie comprend toutes les terres converties en terres forestières par les activités humaines directes. La plantation d'arbres après la récolte n'est pas comprise, pas plus que les terres agricoles abandonnées où on laisse repousser la végétation naturelle; c'est pourquoi cette catégorie désigne plus précisément les plantations forestières sur des terres qui n'étaient pas auparavant affectées à la foresterie (généralement des terres agricoles abandonnées).

Entre 1990 et 2002, les plantations de résineux, en particulier d'épinettes et de pins, ont représenté 90 % de la superficie plantée (White et Kurz, 2005). La superficie cumulative totale de terres converties en terres forestières a reculé, passant de 220 kha en 1990 à 163 kha en 2007. Cette tendance reflète la baisse des taux de plantation de forêts dans l'Est du Canada et le transfert

progressif des terres boisées il y a plus de 20 ans à la catégorie des terres forestières dont la vocation n’a pas changé. Seuls 3 % de l’ensemble des terres agricoles converties en terres forestières depuis 20 ans sont situées dans les Prairies; 78 % se trouvent dans l’Est du Canada (zones de déclaration maritime de l’Atlantique, des plaines à forêts mixtes et du Bouclier boréal-est).

Les absorptions nettes ont donc baissé au cours de la période, passant de 1,2 Mt en 1990 à 1,0 Mt en 2007. On observe une accumulation nette de carbone principalement dans la biomasse (208 Gg C en 2007 – tableau 5A du CUPR); la séquestration du carbone dans le sol est négligeable. Étant donné que les données sur les activités sont limitées aux plantations qui ont moins de 20 ans, et compte tenu de l’accroissement net relativement lent des arbres plantés dans les premières années, la sous-catégorie dans son ensemble ne devrait pas contribuer de manière significative au bilan net de GES des terres forestières.

7.3.2.2 *Questions de méthodologie*

Jusqu’à tout récemment, on ne disposait pas au Canada de registres nationaux sur le boisement. L’Étude de faisabilité du boisement comme mode de piégeage du carbone (EFBMPC) a recueilli et compilé des données sur le boisement pour la période 1990-2002 (RNCAN 2005a); les activités relatives aux périodes 1970-1989 et 2003-2007 ont été estimées en fonction des taux d’activité observés dans les données de l’EFBMPC, complétés par les renseignements obtenus dans le cadre de l’Évaluation de la démonstration de plantations de Forêt 2020 (RNCAN 2005b).

Les émissions et les absorptions de GES sur les terres récemment converties en forêts ont été estimées à l’aide du modèle CBM-CFS3, tel que décrit à l’annexe 3.4. Les fluctuations des stocks de carbone dans le sol sont hautement incertaines, en raison des difficultés qu’il y a à trouver des données sur les stocks de carbone avant la plantation. On a présumé que l’écosystème accumulerait généralement lentement le carbone dans le sol; compte tenu de l’échéancier limité de cette analyse et de l’ampleur des activités concernant d’autres activités d’affectation des terres et de changement d’affectation des terres, on peut en déduire que l’impact de ce degré d’incertitude, s’il existe, est minime.

7.3.2.3 *Degré d’incertitude et cohérence de la série chronologique*

Il n’a pas été possible, faute de ressources, d’estimer officiellement le degré d’incertitude à temps pour le présent inventaire. Tous les recalculs ont été appliqués à l’ensemble de la série chronologique des estimations, ce qui a assuré l’uniformité de l’approche et des méthodes employées.

7.3.2.4 *AQ/CQ et vérification*

Les contrôles de qualité de niveau 2 (Dymond, 2008) traitent spécifiquement de la préparation des estimations dans la catégorie des terres forestières. Environnement Canada, même s’il conserve ses propres procédures d’AQ/CQ pour les estimations établies à l’interne (voir l’annexe 6), en a adopté de nouvelles pour les estimations provenant de ses partenaires, de même que pour toutes les estimations et les données sur les activités versées dans sa base de données cartographiques, et saisies dans le logiciel CRF Reporter du CUPR.

7.3.2.5 *Améliorations prévues*

Des efforts sont déployés actuellement auprès des organismes provinciaux et territoriaux responsables de la gestion des ressources pour obtenir des données sur les activités de boisement des récentes années et établir des estimations de l’incertitude à l’égard des superficies de boisement.

7.4 *Terres cultivées*

Les terres cultivées couvrent environ 48 Mha du territoire canadien. En 2007, le bilan net des GES de la catégorie des terres cultivées correspondait à des absorptions de 3,4 Mt (

Tableau 7-1 et tableau 5 du CUPR). Pour les besoins des rapports de la CCNUCC, les terres cultivées sont subdivisées en terres cultivées dont la vocation n'a pas changé (absorptions nettes d'environ 11 Mt en 2007 et terres converties en terres cultivées, soit d'anciennes forêts (émissions nettes d'environ 7,5 Mt), soit d'anciennes prairies (émissions nettes d'environ 0,008 Mt en 2006). Les estimations concernant les terres converties en terres cultivées englobent les émissions et absorptions nettes de CO₂, de même que les émissions de N₂O, de CO et de CH₄.

7.4.1 Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé

Parmi les terres agricoles travaillées au Canada, il y a les terres de grande culture, les jachères, les terres à foin et les pâturages artificiels ou ensemencés. Les terres cultivées ne sont présentes que dans les neuf zones de déclaration les plus méridionales. Près de 83 % des terres cultivées du Canada se trouvent dans les plaines de l’intérieur de l’Ouest, qui correspondent aux zones de déclaration des Prairies semi-arides et subhumides et des Plaines boréales.

La rubrique Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé englobe les émissions/absorptions de CO₂ par les sols minéraux, les émissions de CO₂ résultant de l'épandage de chaux en agriculture et du travail des sols organiques et les émissions/absorptions de CO₂ résultant des fluctuations survenues dans la biomasse ligneuse provenant des cultures spécialisées. Une méthode de niveau 2 améliorée sert à estimer les émissions et les absorptions de CO₂ par les sols minéraux. Le Tableau 7-4 résume la tendance des émissions et des absorptions pour ces catégories.

Tableau 7-4: Émissions et absorptions, pour l’année de référence et des années récentes, associées à divers changements dans la gestion des terres cultivées dont la vocation n’a pas changé

Pratiques de gestion des terres	Changement dans la gestion des terres	Émissions/absorptions (Gg CO ₂) ¹				
		1990	2004	2005	2006	2007
Changement dans la gamme des cultures	Hausse des cultures pérennes	-1 200	-4 200	-4 500	-4 800	-5 100
	Hausse des cultures annuelles	3 500	3 900	3 800	3 800	3 800
Changement dans les méthodes de travail du sol	Classique à réduit	-850	-900	-870	-840	-820
	Classique à sans labour	-520	-3 400	-3 600	-3 800	-3 900
	Autres	I	-500	-570	-640	-710
Changement dans les jachères	Hausse des jachères	1 700	1 300	1 300	1 200	1 200
	Baisse des jachères	-4 800	-7 500	-7 600	-7 700	-7 800
Conversion des terres - Émissions résiduelles ²		150	1 700	1 700	1 800	1 800
<i>Total - sols minéraux</i>		-2 000	-9 700	-10 300	-11 000	-11 500
Culture des histosols		300	300	300	300	300
Chaulage		200	290	290	290	290
Cultures ligneuses pérennes		50	30	30	20	20
Total des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé		-1 400	-9 100	-9 700	-10 000	-11 000

Notes :

1. Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l'atmosphère.

2. Ces émissions résiduelles nettes de CO₂ proviennent de conversions de terres forestières et de prairies en terres cultivées qui se sont produites plus de 20 ans avant l'année d'inventaire.

I = Inexistant.

7.4.1.1 Émissions et absorptions de CO₂ dans les sols minéraux

Les sols minéraux constituent la majeure partie des terres cultivées. La quantité de carbone organique piégée dans le sol est fonction de la production primaire et du taux de décomposition du carbone organique du sol (COS). Les méthodes de travail du sol et d'aménagement peuvent entraîner une hausse ou une baisse de la quantité de carbone organique stockée dans les sols. Cette fluctuation du COS entraîne des émissions de CO₂ dans l'atmosphère ou des absorptions, comme on le verra ci-après dans la section sur les questions de méthodologie.

En 1990, l'aménagement de sols minéraux a représenté à une absorption nette de CO₂ d'environ 1,4 Mt (Tableau 7-4). Ce puits net a connu une hausse régulière depuis, atteignant environ 11 Mt en 2007, grâce aux efforts soutenus de réduction des jachères et d'augmentation des pratiques conservatrices de travail du sol (Campbell *et al.*, 1996; Janzen *et al.*, 1998; McConkey *et al.*, 2003). L'augmentation du puits net causée par la modification de la superficie des jachères (de -3,1 Mt en 1990 à -6,5 Mt en 2007 est appuyée par une diminution de plus de 50 % de la superficie des jachères de 1990 à 2007. L'augmentation du puits net causée par l'adoption de méthodes culturales de conservation du sol de -1,4 Mt en 1990 à -5,5 Mt en 2007) est corroborée par une augmentation nette totale de plus de 10 Mha des zones sans labour et en travail réduit de 1990 à 2007. L'augmentation nette des superficies en cultures pérennes a eu un impact beaucoup plus modéré.

L'augmentation nette des puits résultant du changement des méthodes de gestion avec le temps a été partiellement neutralisée par une augmentation depuis 1990 des émissions résiduelles nettes de CO₂. Ces émissions résultent de la décomposition de la matière organique morte et du COS chaque année sur les terres converties en terres cultivées plus de 20 ans avant l'année d'inventaire (les émissions imputables aux terres converties depuis moins de 20 ans sont comprises dans la catégorie des terres converties en terres cultivées). L'augmentation intervenue depuis 1990 dans ces émissions résiduelles est attribuable à un artefact de comptabilisation, étant donné que la surveillance du déboisement ne remonte qu'à 1970. Les émissions résiduelles après 20 ans en 1990 ne représentaient que les terres converties en 1970. L'augmentation apparente des émissions résiduelles est due au fait que la couverture temporelle est plus grande d'une année d'inventaire à l'autre. Dans les tableaux du CUPR, ces émissions sont subdivisées entre le réservoir de la matière organique morte et le réservoir du sol (par opposition au seul réservoir du sol).

Questions de méthodologie

Conformément aux Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques pour le secteur ATCATF (GIEC, 2003), on a présumé que les fluctuations du COS étaient attribuables à des changements dans la gestion des sols. Si aucun changement au niveau de la gestion n’était décelé, on présumait que les sols minéraux ne piégeaient pas plus qu’ils ne perdaient de carbone.

On sait qu’un certain nombre de pratiques de gestion accroissent le COS dans les terres cultivées; il s’agit notamment de la réduction de l’intensité du travail du sol, de l’intensification de l’assolement, de l’adoption de pratiques favorisant le rendement et du rétablissement de la végétation pérenne (Janzen *et al.*, 1997; Bruce *et al.*, 1999). VandenBygaart *et al.*, (2003) ont compilé les données publiées tirées d’études de longue durée menées au Canada pour évaluer l’effet de la gestion des terres agricoles sur le COS. C’est à partir de leur travail qu’on a sélectionné les pratiques de gestion clés et les changements dans les pratiques qui allaient servir à estimer les changements survenus dans les stocks de carbone du sol. On a également tenu compte de l’existence de données sur les activités (série chronologique des pratiques d’aménagement) dans le *Recensement de l’agriculture*.

Les estimations des changements dans le CO₂ des sols minéraux sont tirées des types de changements suivants intervenus dans la gestion des terres (CGT) :

- Changement de la proportion annuelle des cultures pérennes;
- changement dans les méthodes de travail du sol;
- changement dans la superficie en jachère.

D’autres changements dans la gestion des terres (CGT), comme l’irrigation et l’épandage de fumier et d’engrais, ont également des effets positifs sur la quantité de COS. L’absence de données sur les CGT associés à des cultures particulières empêche pour l’instant de les incorporer dans l’inventaire.

On a estimé les émissions et les absorptions de carbone en appliquant les coefficients d’émission et d’absorption du carbone propres au pays, multipliés par la superficie de terre ayant subi des changements. Les calculs ont été effectués à un niveau élevé de subdivision spatiale - à savoir selon les polygones des pédo-paysages du Canada (PPC) (voir l’annexe 3.4.1). Les coefficients d’émission/absorption du carbone représentent le taux de fluctuation du COS par an et par unité de surface soumise à un changement d’aménagement des terres. Les émissions/absorptions annuelles de CO₂ des sols minéraux soumis à des changements sont exprimées comme suit :

Équation 7-1:

$$\Delta C = F \times A$$

où :

ΔC	=	fluctuation des stocks de carbone du sol (mg C)
F	=	fluctuation annuelle moyenne du COS soumis à CGT (mg C/ha)
A	=	superficie soumise au changement (ha)

Théoriquement, on pourrait obtenir une estimation plus exacte de la variation des stocks de carbone des sols si l’on tenait compte individuellement des effets cumulatifs des antécédents de gestion à long terme de chaque parcelle de terrain ou champ cultivé. Toutefois, des limites sont

imposées par la disponibilité des données sur les activités. À ce stade d'élaboration, l'inventaire est lourdement tributaire du *Recensement de l'agriculture* pour estimer les superficies de CGT mises en cause (par exemple variations des méthodes de travail, types de cultures et jachères). On a déterminé individuellement la superficie de CGT pour 3 264 polygones où se déroulent des activités agricoles, cette superficie étant de l'ordre de 1 000 à 100 000 hectares. Il s'agit du niveau de résolution le plus fin possible des données sur les activités, compte tenu des limites imposées par les impératifs de confidentialité qui se rattachent aux données du recensement. Étant donné que seule la superficie faisant l'objet de chaque pratique est connue pour chaque année du recensement, seule la superficie nette de changement dans les méthodes de gestion des terres peut être estimée. Les estimations de ces CGT sont aussi proches que possible de la superficie brute de CGT pour les analyses régionales ou nationales.

La validité des estimations des CGT basées sur les données de recensement repose sur deux hypothèses essentielles : l'additivité et la réversibilité des coefficients de variation du carbone. L'additivité présume que les effets combinés de différents CGT ou de CGT à différents moments sont identiques à la somme des facteurs de chaque CGT pris individuellement. La réversibilité part de l'hypothèse que les effets sur le carbone d'un CGT dans un sens (par exemple conversion des cultures annuelles en cultures pérennes) sont l'opposé des effets sur le carbone du CGT dans le sens opposé (par exemple la conversion de cultures pérennes en cultures annuelles).

Les divers coefficients de variation du carbone qui se rattachent à chaque situation particulière (à la fois dans l'espace et le temps) ont été calculés à l'aide du modèle CENTURY (version 4.0) en comparant les résultats de scénarios « avec » et « sans » le changement de gestion en question. Dans des cas précis, on a utilisé des données empiriques pour compléter les résultats du modèle CENTURY. On trouvera des méthodes plus détaillées permettant de calculer les coefficients de variation du carbone et d'autres paramètres clés à l'annexe 3.4.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

On a estimé l'incertitude à l'aide de l'analyse de l'incertitude analytique (Coleman et Steele, 1999). Les incertitudes associées aux émissions ou aux absorptions de CO₂ couvrent les estimations des incertitudes concernant la superficie et les coefficients de variation du carbone dans les CGT visant les jachères, le travail du sol et les récoltes annuelles ou pérennes (McConkey *et al.*, 2007).

L'incertitude quant à la superficie assujettie à une pratique d'aménagement à un moment donné varie en raison inverse de la proportion de la superficie totale des terres agricoles de l'écodistrict qu'elle représente. L'incertitude relative de la superficie d'une pratique de gestion (exprimée comme l'écart type d'une population supposée normale) a baissé, passant de 10 % à 1,25 % de la superficie à mesure qu'augmentait la superficie relative de cette pratique⁵³.

On a attribué les incertitudes associées aux coefficients de variation du carbone dans le cas des jachères, du travail du sol et des cultures annuelles ou pérennes à deux grandes influences : 1) incertitude liée au processus dans les variations du carbone à cause des imprécisions dans la prédiction de ces changements même lorsque la situation de la pratique de gestion est parfaitement définie, et 2) incertitude situationnelle à cause de la variation de la situation de la pratique de gestion. On trouvera à la section 3.4 des détails sur le processus d'estimation et les

⁵³ T. Huffman, Agriculture et Agroalimentaire Canada, communication personnelle à Brian McConkey, 2007

incertitudes situationnelles. Les estimations des niveaux et des tendances de l’incertitude associées à différents changements dans la gestion des terres ont été élaborées par McConkey *et al.* (2007) et ont été mises à jour aux fins de la présente déclaration (Tableau 7-5).

Tableau 7-5: Degrés d’incertitude du niveau général et des tendances des estimations pour divers changements dans la gestion des terres, sols minéraux et terres cultivées dont la vocation n’a pas changé. Les signes négatifs indiquent une élimination de CO₂ de l’atmosphère.

Pratiques de gestion des terres	Changement dans la gestion des terres	Niveau (2007)		Tendance (1990-2007)	
		Estimation moyenne	Degré d’incertitude	Estimation moyenne	Degré d’incertitude
Changement dans la gamme de cultures	Hausse des cultures pérennes	-5 100	±1100	-3900	±1600
	Hausse des cultures annuelles	3 800	±1500	220	±1700
Changement dans les méthodes de travail du sol	Classique à réduit	-820	±190	30	±290
	Classique à sans labour	-3 900	±870	-3400	±890
	Autres changements	-710	±240	-710	±270
Changement dans les jachères	Hausse des jachères	1 200	±240	-440	±460
	Baisse des jachères	-7 800	±1200	-3000	±1520
Émissions résiduelles ^a		1 800	±200	90	±200
Total des sols minéraux		-12 600	±2 500	11 000	±3 000

Notes :

a Ces émissions résiduelles nettes de CO₂ proviennent de conversions de terres forestières et de prairies en terres cultivées qui se sont produites plus de 20 ans avant l’année d’inventaire.

L’uniformité dans les estimations du CO₂ est assurée par l’emploi de la même méthodologie sur l’ensemble de la série chronologique (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Les contrôles de qualité de niveau 1, mis en œuvre et documentés par Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC), traitent spécifiquement de l’établissement des estimations dans la catégorie Terres cultivées dont la vocation n’a pas changé. Environnement Canada, même s’il conserve ses propres procédures d’AQ/CQ pour les estimations établies à l’interne (voir l’Annexe 6), en a adopté de nouvelles pour les estimations provenant de ses partenaires, de même que pour toutes les estimations et les données sur les activités versées dans sa base de données cartographiques ATCATF, et saisies dans le logiciel CRF Reporter du CUPR. De plus, les données sur les activités, les méthodes et les changements sont illustrés et archivés sur supports papier et électronique.

Les coefficients de variation du carbone en cas de CGT utilisés dans l’inventaire ont été comparés aux coefficients empiriques dans VandenBygaart *et al.* (2007). Cette comparaison montre que les données empiriques sur les changements des quantités de carbone attribuables à l’absence de labour varient fortement, surtout dans l’Est du Canada. Toutefois, les coefficients modélisés se situaient encore dans la fourchette tirée des données empiriques. Quand on considère le passage de cultures annuelles à des cultures pérennes, le coefficient empirique moyen est de 0,59 Mg C/ha par an, ce qui se compare favorablement à la fourchette de 0,46-0,56 Mg C/ha par an relevée dans les coefficients modélisés pour les zones pédologiques de l’Ouest du Canada. Dans l’Est du

Canada, on ne disposait que de deux coefficients empiriques de changement, mais ils semblaient en accord avec les valeurs modélisées (selon la comparaison des valeurs empiriques de 0,60–1,07 Mg C/ha par an avec les valeurs modélisées de 0,74–0,77 Mg C/ha par an). Pour la conversion de la rotation culture-jachère à la culture continue, le taux modélisé de stockage du carbone (0,33 Mg C/ha par an) était plus de deux fois supérieur au taux moyen ($0,15 \pm 0,06$ Mg C/ha par an) tiré de deux études indépendantes publiées. Cette différence a amené à décider de recourir à des coefficients empiriques pour prendre en compte dans l'inventaire les changements dans les jachères. On trouvera des détails dans l'annexe 3.4.

Recalculs

Aucun changement n'a été apporté aux méthodes ni aux coefficients associés aux estimations des émissions ou des absorptions en rapport avec les CGT. La superficie des terres cultivées qui a fait l'objet de changements particuliers dans les pratiques de gestion a été recalculée en tenant compte des valeurs actualisées du *Recensement de l'agriculture* de 2006 (Statistique Canada, 2007). Avant d'être incorporées aux procédures d'estimation et de pouvoir être utilisées avec d'autres renseignements bio-physiques, les données de cette source doivent franchir plusieurs étapes de traitement, notamment l'allocation spatiale selon les polygones des pédo-paysages du Canada (PPC). Étant donné le nombre de facteurs en jeu, les données du *Recensement de l'agriculture* peuvent être inexactes ou irréalistes aux échelles des PPC et des écodistricts, on procède donc à des analyses de régression et des tendances pour éviter la surestimation ou à la sous-estimation des émissions et pallier les valeurs manquantes pour l'ensemble de la série chronologique. Ces processus sont décrits en détail dans l'étude d'Ogston (2005). En comparaison avec le RIN de 2008, la superficie faisant l'objet de méthodes conservatrices de travail des sols (sans labour et travail réduit) au Canada indiquée dans le présent rapport présente une diminution de 1 700 kha pour 2006 alors que la superficie en jachère a augmenté de 280 kha (tableau 7-6). Les nouveaux calculs ont accru de 0,7 Mt les absorptions de CO₂ pour 2006.

Tableau 7-6: Différences des superficies de terres cultivées assujetties à diverses pratiques de gestion dans les rapports de 2008 et 2009

Année	Pratiques de gestion des terres cultivées	Rapport de 2008	Rapport de 2009
		kha	
2006	Cultures pérennes	19951	19441
	Cultures annuelles	30475	28095
	Cultures sans labour	12733	12423
	Travail réduit du sol	9020	7641
	Travail intensif du sol	8691	7621
	Jachère	2947	3223

Améliorations prévues

On s'efforce toujours de réduire les incertitudes associées aux coefficients modélisés du carbone en améliorant et en validant les méthodologies, et en révisant les hypothèses le cas échéant. La publication de documents scientifiques revus par des pairs est également en cours. On envisage par ailleurs la possibilité d'améliorer le modèle CENTURY et d'utiliser d'autres modèles, afin d'améliorer la simulation des conditions agricoles canadiennes. La qualité des données sur les superficies recueillies par le *Recensement de l'agriculture* sera améliorée grâce aux cartes de couverture des sols.

7.4.1.2 Émissions de CO₂ imputables à l'application de chaux agricole

Dans l'est du Canada, le calcaire et la dolomite sont souvent utilisés, dans certaines cultures comme la luzerne, pour neutraliser les sols minéraux et organiques acides, augmenter l'assimilabilité des éléments nutritifs du sol, en particulier le phosphore, réduire la toxicité des métaux lourds, comme l'aluminium, et améliorer le milieu de croissance des cultures. Au cours du processus de neutralisation, du CO₂ est rejeté lors des réactions suivantes d'équilibre du bicarbonate qui surviennent dans le sol :



Le taux de rejet varie selon les conditions pédologiques et les composés épandus. Dans la plupart des cas où l'on épand de la chaux, l'épandage a lieu tous les deux ou trois ans. Pour les besoins de l'inventaire, on a présumé que le taux d'ajout de chaux est quasi équilibré avec le taux de chaux consommé résultant d'applications antérieures.

Questions de méthodologie

Les émissions associées à l'utilisation de chaux ont été calculées à partir de la quantité et de la composition de la chaux appliquée chaque année - plus spécifiquement, des rapports stoechiométriques respectifs qui décrivent la décomposition du calcaire et de la dolomite en CO₂ et en d'autres minéraux. Les méthodes et les sources des données sont décrites à l'annexe 3.4.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Les limites de l'intervalle de confiance de 95 % associé aux données sur la consommation annuelle de chaux ont été estimées à ±50 %.⁵⁴ On pose que l'incertitude inclut celle des ventes de chaux, celle dans la proportion dolomite-calcite, celle sur le moment d'application de la chaux achetée, et celle sur le moment des émissions dues à l'application de chaux. On n'a pas tenu compte de l'incertitude dans le coefficient d'émission parce que la conversion chimique est considérée comme complète, et on a retenu la valeur maximale du coefficient d'émission. La moyenne globale et les incertitudes ont été estimées à 0,3± 0,25 Mt pour le niveau et à 0,09 ± 0,30 Mt pour la tendance (McConkey *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

⁵⁴ B. McConkey, AAC, communication personnelle à to J. Hutchison (AAC), octobre 2007

Aucun nouveau calcul n'a été effectué pour les estimations des émissions de cette catégorie de source.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

7.4.1.3 Émissions de CO₂ résultant du travail des sols organiques

Description de la catégorie

Au Canada, les sols organiques travaillés sont définis comme la conversion de sols organiques à l'agriculture pour la production de cultures annuelles, qui s'accompagne normalement d'un drainage artificiel, d'un travail du sol et de l'épandage de chaux. Les sols organiques utilisés en agriculture au Canada englobent la phase tourbeuse des sols gleysoliques, les fibrisols de plus de 60 cm d'épaisseur, les mésisols et les humisols de plus de 40 cm d'épaisseur (Agriculture et Agroalimentaire Canada 1998)

Questions de méthodologie

Pour calculer les émissions résultant du travail des sols organiques, on a multiplié la superficie totale des histosols travaillés par le coefficient d'émission par défaut de 5 Mg C/ha par an (GIEC, 2006).

Les superficies d'histosols travaillés ne sont pas fournies par le Recensement de l'agriculture; les estimations des superficies reposent donc sur l'avis de spécialistes des sols et des cultures de tout le Canada⁵⁵ La superficie totale de sols organiques travaillés au Canada (qui est constante pour la période 1990-2007) a été évaluée à 16 kha.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'incertitude associée aux émissions de cette source est due aux incertitudes associées aux estimations de la superficie des histosols travaillés et du coefficient d'émission. Les limites de l'intervalle de confiance à 95 % associées à l'estimation de la superficie des histosols travaillés sont évaluées à ± 50 % (Hutchinson *et al.*, 2007). Les limites de confiance à 95 % du coefficient d'émission par défaut sont égales à ± 90 % (GIEC, 2006). La moyenne globale et les incertitudes associées à cette source d'émissions ont été estimées à $0,3 \pm 0,09$ Mt pour le niveau et $0 \pm 0,13$ Mt pour la tendance (McConkey *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

⁵⁵ G. Padbury et G. Patterson (AAC), communication personnelle à Chang Liang (EC), 2004.

Recalculs

Aucun nouveau calcul n’a été effectué aux fins de l’estimation des émissions de cette catégorie de source.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions au sujet de cette source.

7.4.1.4 Émissions et absorptions de CO₂ par la biomasse ligneuse

Description de la catégorie

On trouve de la biomasse ligneuse pérenne sur les terres cultivées plantées de vignobles, de vergers et d'arbres de Noël. La biomasse s'accumule également sur les terres cultivées abandonnées qui retournent à l'état de végétation naturelle. Dans le cadre définitionnel adopté au Canada pour déclarer les émissions du secteur ATCATF, les terres cultivées abandonnées sont toujours considérées comme « terres cultivées » tant qu'on n'a pas de preuve d'une nouvelle affectation des terres; toutefois, on dispose de peu d'informations sur la dynamique de l'abandon ou de la remise en culture des terres cultivées. Compte tenu de ces limitations, seuls les vignobles, les vergers et les plantations d'arbres de Noël sont pris en compte et ils représentent une source négligeable d'environ 25 Gg de CO₂; quant aux fluctuations de la biomasse ligneuse provenant des « terres cultivées abandonnées » sur les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé, elles sont exclues.

Questions de méthodologie

Les vignobles, les vergers et les pépinières d'arbres de Noël font l'objet d'un aménagement intensif en vue d'un rendement soutenu. Les vignobles et les vergers sont taillés chaque année, et les vieux arbres et les vieux ceps de vigne sont remplacés selon un régime de rotation pour prévenir les maladies, améliorer les stocks ou introduire de nouvelles variétés. Pour ces trois cultures spécialisées, on a présumé qu'en raison des méthodes de rotation et des impératifs d'un rendement soutenu, on trouve généralement une répartition uniforme des classes d'âge dans les exploitations. Il n'y a donc pas d'augmentation ou de diminution nette du carbone de la biomasse dans les exploitations existantes, car le carbone perdu lors de la récolte ou du remplacement est récupéré grâce à la croissance des nouvelles plantes. Cette approche est donc limitée à la détection des changements dans les superficies plantées de vignobles, de vergers ou d'arbres de Noël et à l'estimation des fluctuations correspondantes des stocks de carbone dans la biomasse totale. On trouve à la section 4 de l'annexe 3 de plus amples renseignements sur les hypothèses et les paramètres.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Lors d'une perte de superficie de cultures ligneuses pérennes, on suppose que tout le carbone de la biomasse ligneuse est libéré immédiatement. On suppose aussi que l'incertitude des pertes de carbone correspond à l'incertitude au sujet de la masse de carbone de la biomasse ligneuse. On a eu recours à l'incertitude par défaut de $\pm 75\%$ (intervalle de confiance de 95 %) pour la biomasse ligneuse sur les terres cultivées, selon le Guide des bonnes pratiques du GIEC (GIEC 2003).

Si la perte de superficie de vergers, de vignobles ou d'arbres de Noël est attribuée au passage à des cultures annuelles, on présume également qu'une conversion des cultures pérennes en cultures annuelles est assortie d'une incertitude qui contribue à l'incertitude des variations du

carbone. Dans le cas d'un gain de superficie de vergers, de vignobles ou de pépinières d'arbres de Noël, on a aussi supposé que l'incertitude liée aux variations annuelles du carbone était l'incertitude par défaut de $\pm 75\%$ (intervalle de confiance de 95 %)(GIEC, 2003).

La moyenne globale et les incertitudes associées aux émissions ou aux absorptions de carbone des cultures ligneuses spécialisées ont été estimées à $0,02 \pm 0,02$ Mt pour le niveau et à $-0,03 \pm 0,04$ Mt pour la tendance (McConkey *et al.*, 2007).

On a utilisé la même méthodologie pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Ni les méthodes ni les coefficients associés aux estimations des émissions provenant des cultures spécialisées n'ont été modifiés. On a calculé la superficie exploitée des cultures spécialisées au Canada à l'aide des données du *Recensement de l'agriculture* de 2006 (Statistique Canada, 2007). En comparaison avec le rapport de 2008, la superficie exploitée des cultures spécialisées au Canada a diminué de 16,5 kha en 1990, et de 24 kha en 2006. Les nouveaux calculs ont entraîné une augmentation de 13 kt des émissions de CO₂ pour 1990 et de 1 kt pour 2006.

Améliorations prévues

On n'envisage pas pour l'instant d'améliorer les estimations des émissions pour cette catégorie.

7.4.2 Terres converties en terres cultivées

Cette catégorie englobe la conversion de terres forestières et de prairies en terres cultivées. Les émissions découlant de la conversion de terres forestières en terres cultivées représentent près de 100 % des émissions totales de cette catégorie, lesquelles ont diminué, passant de 14 Mt d'éq. CO₂ en 1990 à 7,5 Mt d'éq. CO₂ en 2007. Les émissions attribuables à la conversion de prairies sont relativement non significatives.

7.4.2.1 Terres forestières converties en terres cultivées

Le déboisement au profit de l'agriculture est une pratique qui persiste, mais elle est à la baisse au Canada, bien qu'elle reste la première grande cause du déboisement. La superficie cumulative totale de terres forestières converties en terres cultivées depuis 1972 était de 1 1310 kha en 1990 et de 630 kha en 2007. Les méthodes servant à déterminer la superficie convertie par année sont communes à la conversion des terres forestières en d'autres catégories d'utilisation des terres. Ces méthodes sont décrites à la section 7.8, Conversion des forêts, du présent chapitre. En 2007, les émissions immédiates issues de la conversion des terres forestières représentaient 4,5 Mt ou 60 % de l'ensemble des émissions attribuables à la conversion des terres forestières en terres cultivées (TFCTC), tandis que les émissions résiduelles découlant d'événements qui se sont produits dans les 20 dernières années correspondaient aux 40% restants. Plus de 96 % des émissions étaient issues des bassins de biomasse et de matière organique morte pendant et après la conversion, et le

reste était attribuable au réservoir de sol. Uniques au secteur ATCATF, les émissions résiduelles à long terme imputables à la décomposition de la matière organique morte et à la matière organique du sol seront présentes pendant des décennies.

Questions de méthodologie – bassins de MOM et de biomasse

Comme nous l'avons mentionné précédemment, la grande majorité des émissions attribuables à la conversion des forêts en terres cultivées sont celles des bassins de matière organique morte et de biomasse. L'estimation de ces émissions est fondée sur le même cadre de modélisation que celui utilisé pour l'estimation des émissions des terres forestières dont la vocation n'a pas changé. On trouve à la section 7.3.1.1 une description générale détaillée du cadre de modélisation; consulter l'annexe 3.4 pour plus d'information.

Questions de méthodologie - Sols

Les émissions des sols de cette catégorie comprennent les variations nettes de carbone dues à la conversion effective, un puits net très peu important de CO₂ résultant des changements dans les pratiques de gestion depuis 20 ans après la conversion, ainsi que les émissions de N₂O attribuables à la décomposition de la matière organique du sol. Pour calculer les émissions des sols découlant de la conversion des terres forestières en terres cultivées, on a multiplié la superficie totale convertie par le coefficient d'émission d'origine empirique et la dynamique du COS modélisée (voir l'annexe 3.4). Comme nous le verrons ci-dessous, les modalités de fluctuation du COS après la conversion des forêts en terres cultivées diffèrent manifestement entre l'Est et l'Ouest du Canada.

Est du Canada

De façon générale, toutes les terres de l'Est du Canada étaient boisées avant d'être affectées à l'agriculture. De nombreuses observations d'ouvrages scientifiques et du Système d'information sur le sol du Canada comparent le COS des sols forestiers au COS des sols agricoles adjacents de l'Est du Canada. La perte moyenne de carbone est de 20 % à une profondeur d'environ 20 à 40 cm (voir l'annexe 3.4). Le transformation moyenne de l'azote est de -5,2 %, soit une perte d'environ 0,4 mg N/ha. Pour les comparaisons qui ont permis de déterminer les déperditions d'azote et de carbone, la déperdition de carbone correspondante était de 19,9 mg C/ha. On a donc présumé que la déperdition d'azote équivalait à un pourcentage constant de 2 % de la déperdition de carbone.

On utilise le modèle CENTURY (version 4.0) pour estimer la dynamique du carbone organique des sols résultant de la conversion de terres forestières en terres cultivées dans l'Est du Canada. On trouvera à l'annexe 3.4 d'autres précisions sur les méthodes qui ont permis de déterminer la déperdition maximale de carbone et sa constante de vitesse dans le cas de la conversion des terres forestières.

Selon une méthode de niveau 2, comme on l'a fait pour les émissions directes de N₂O des sols agricoles (voir le secteur de l'agriculture, chapitre 6), les émissions de N₂O imputables à la conversion des forêts en terres cultivées ont été estimées en multipliant la quantité de carbone perdu par la fraction d'azote perdue par unité de carbone et par un coefficient d'émission (CE_{BASE}). On a déterminé le CE_{BASE} de chaque écodistrict en se basant sur ses caractéristiques topographiques et climatiques (voir l'annexe 3.3).

Ouest du Canada

Une bonne partie des terres agricoles actuelles de l'Ouest du Canada (Prairies et Colombie-Britannique) était à l'origine recouverte de prairies. C'est pourquoi le déboisement a principalement touché les forêts situées à la périphérie des anciennes prairies.

Ce sont les données du Système d'information sur les sols du Canada (CANSIS) qui présentent les comparaisons les plus utiles du COS dans les sols forestiers et du COS dans les sols agricoles. En moyenne, ces données incitent à penser qu'il n'y a pas de déperdition de COS résultant du déboisement et qu'à long terme, l'équilibre entre les apports de carbone et la minéralisation du COS dans les sols agricoles reste semblable à ce qu'il était dans les sols forestiers.

Il importe de reconnaître que, le long de la frange nord du territoire agricole dans l'Ouest du Canada, là où se produit la majeure partie du déboisement, les terres sont peu productives pour la culture de labour; les pâturages et les cultures fourragères y sont les pratiques de gestion dominantes.

Pour l'Ouest du Canada, on a présumé une déperdition nulle de COS à long terme par suite du déboisement des terres pour l'exploitation exclusivement en pâturages cultivés et en champs de foin. La déperdition de carbone résultant du déboisement dans l'Ouest du Canada est donc attribuable à la perte de biomasse aérienne et souterraine des arbres et à la perte ou à la décomposition d'autre matière organique morte, aérienne et souterraine, constituée des débris ligneux grossiers qui existaient dans la forêt au moment du déboisement. Le changement moyen de l'azote dans l'Ouest du Canada à des stations déboisées depuis au moins 50 ans étaient de +52 % (voir l'annexe 3.4), ce qui révèle un ajout appréciable d'azote dans les systèmes agricoles par rapport aux pratiques de gestion des forêts. Toutefois, compte tenu de l'incertitude relative à la dynamique carbone-azote réelle au chapitre du déboisement, on a présumé que la conversion des terres forestières en terres cultivées dans l'Ouest du Canada n'était pas une source de N₂O.

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'incertitude a été évaluée seulement pour les variations du carbone organique des sols après la conversion des terres forestières en terres cultivées (McConkey *et al.*, 2007); cela accentue les incertitudes concernant à la fois la superficie et le coefficient de variation du carbone.

On a estimé l'incertitude dans la superficie de terres forestières converties en terres cultivées grâce à l'apport d'experts (voir l'annexe 3.4). L'incertitude du coefficient de variation du COS a été estimée différemment pour l'Est et l'Ouest du Canada. On trouvera des précisions sur les méthodes d'estimation à l'annexe 3.4. On a estimé la moyenne globale et l'incertitude associée aux émissions de CO₂ dues aux déperditions de COS sur les terres forestières converties en terres cultivées à 0,27 ± 0,16 Mt en 2007. L'incertitude associée à la tendance depuis 1990 a été estimée à 0,01 ± 0,42 Mt.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Des contrôles de la qualité ont également été effectués à l'interne par Agriculture et Agroalimentaire Canada, qui en a tiré des estimations des variations du COS. Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Ni les méthodes ni les coefficients associés aux estimations des émissions faisant suite à la conversion des terres forestières en terres cultivées n'ont été modifiés. La superficie de déboisement au profit des terres cultivées a été actualisée et réduite d'un peu moins de 100 ha, ce qui a eu très peu d'incidence sur les nouveaux calculs effectués aux fins des estimations des émissions des sols (<10 kt pour 2006).

Améliorations prévues

Les améliorations prévues de la collecte de données sont décrites à la section 7.8.5. Des estimations complètes de l'incertitude associée à tous les réservoirs de carbone seront incluses dans le prochain rapport d'inventaire.

7.4.2.2 *Prairies converties en terres cultivées*

La conversion de prairies indigènes en terres cultivées est un phénomène qui se produit dans la région des Prairies et qui aboutit généralement à la déperdition de COS et d'azote organique du sol et à des rejets de CO₂ et de N₂O dans l'atmosphère. On suppose que la conversion n'entraîne aucune perte significative de matière organique de surface ou souterraine ni de matière organique morte. Cette hypothèse est fondée principalement sur le cadre définitionnel des catégories de terres (section 7.2) En 2007, les émissions totales des sols s'élevaient à 8 kt d'éq. CO₂, y compris les déperditions de carbone et les émissions de N₂O dues à la conversion, ainsi qu'un petit puits résultant de l'adoption de nouvelles pratiques de gestion des nouvelles terres sur les terres cultivées depuis la conversion.

Questions de méthodologie

Un certain nombre d'études ont été réalisées sur les changements du COS et de l'azote organique du sol dans les prairies converties en terres cultivées dans les zones de sol brun, brun foncé et noir des Prairies canadiennes. La déperdition moyenne de COS a été de 22 %, et le changement moyen correspondant de l'azote organique du sol a été de 0,06 kg N perdu/kg C (voir l'annexe 3.4).

Le modèle CENTURY (version 4.0) sert à estimer la dynamique du COS résultant de la conversion des prairies en terres cultivées pour les tchernozioms bruns et brun foncé. On trouvera à l'annexe 3.4 d'autres précisions sur les méthodes utilisées pour déterminer la déperdition maximale de carbone et sa constante de vitesse dans le cas de la conversion des prairies.

Comme dans le cas des émissions de N₂O des forêts converties en terres cultivées, les émissions de N₂O des prairies converties en terres cultivées ont été estimées à l'aide d'une méthode de niveau 2, en multipliant la quantité de carbone perdue par la fraction d'azote perdue par unité de carbone et par un coefficient d'émission de base (CEBASE). On a déterminé le CEBASE de chaque écodistrict en se basant sur ses caractéristiques topographiques et climatiques (voir l'annexe 3.3.3).

Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

La conversion des prairies agricoles en terres cultivées est possible, selon le cadre définitionnel des terres, alors que l'inverse ne l'est pas (voir la section 7.2). En conséquence, l'incertitude de la superficie soumise à cette conversion a été établie selon la plus basse des incertitudes de la superficie de terres cultivées ou de la superficie de prairie. L'incertitude de la superficie convertie

correspondait donc à la plus basse des incertitudes de la superficie des terres cultivées ou des prairies dans chaque écodistrict. On a estimé l'incertitude du changement lié au COS de la même façon que pour la conversion des terres forestières en terres cultivées. En 2007, on a estimé à $0,008 \pm 0,01$ Mt la moyenne globale et l'incertitude concernant les émissions dues aux pertes de COS lors de la conversion de prairies en terres cultivées. L'incertitude associée à la tendance depuis 1990 a été estimée à $-0,06 \pm 0,04$ Mt.

On a utilisé la même méthodologie et les mêmes coefficients d'émission pour l'ensemble de la série chronologique des estimations des émissions (1990-2007).

AQ/CQ et vérification

Cette catégorie a été soumise à des contrôles de qualité de niveau 1 (voir l'annexe 6) d'une manière conforme aux Recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Les données sur les activités, les méthodologies et les modifications des méthodologies sont illustrées et archivées sur supports papier et électronique.

Recalculs

Ni les méthodes ni les coefficients associés aux estimations des émissions découlant de la conversion des prairies en terres cultivées n'ont été modifiés. La superficie des prairies converties au Canada a considérablement changé depuis la publication des données du Recensement de l'agriculture de 2006 (Statistique Canada, 2007). En comparaison avec le rapport de 2008, la superficie des prairies converties en terres cultivées au Canada est passée de 83 kha à 1,3 kha pour 2006, et les émissions de CO₂ qui ont résulté de la conversion des prairies ont diminué, passant de 450 kt à 8 kt pour 2006.

Améliorations prévues

On travaille en ce moment à l'amélioration et à la validation des coefficients de changement du COS lors de la conversion des prairies et à la finalisation des estimations de l'incertitude.

7.5 Prairies

Les prairies agricoles sont définies dans le cadre canadien sur le secteur ATCATF comme des pâturages ou des grands parcours qui servent exclusivement à l'alimentation du bétail (en d'autres mots, il s'agit de terres qui n'ont jamais été cultivées). On en trouve dans les régions géographiques où les prairies ne retourneraient pas naturellement à l'état de forêt si elles étaient abandonnées : les prairies naturelles à herbe courte dans le sud de la Saskatchewan et de l'Alberta et dans les vallées montagneuses sèches de l'intérieur de la Colombie-Britannique. On trouve des prairies agricoles dans deux zones de déclaration : les Prairies semi-arides (5 600 kha en 2007) et la Cordillère montagnarde (200 kha en 2007). Comme dans le cas des terres cultivées, le changement d'aménagement entraîne une modification des stocks de carbone (GIEC, 2003). On dispose de très peu d'informations sur les méthodes de gestion des prairies agricoles canadiennes et on ne sait pas si les pâturages s'améliorent ou se dégradent. C'est pourquoi le Canada déclare qu'il n'estime pas la catégorie des prairies dont la vocation n'a pas changé. On trouvera d'autres précisions sur la raison pour laquelle on n'estime pas cette catégorie à l'annexe 3.4. La catégorie des terres converties en prairies, dans le cadre définitionnel actuel, comme on le voit à la section 7.2, est déclarée soit comme non estimée (terres humides converties en prairies), soit comme inexistante (Tableau 7-3).

7.6 Terres humides

Au Canada, une terre humide est une terre saturée d'eau pendant suffisamment longtemps pour favoriser les processus anaérobiques révélés par la présence de sols mal drainés, d'hydrophytes et de divers types d'activités biologiques adaptées à un milieu humide-en d'autres termes, toute superficie de terre qui peut retenir l'eau suffisamment longtemps pour que s'y développent des plantes et des sols de milieux humides. De ce fait, les terres humides couvrent près de 14 % de la superficie du Canada (Environnement Canada, 2003). Le Système de classification des terres humides du Canada subdivise les terres humides en cinq grandes catégories : les bogs, les fens, les marécages, les marais et les eaux peu profondes (Groupe de travail national sur les terres humides, 1997).

Toutefois, pour les besoins du rapport et conformément aux catégories de terres définies par le GIEC (2003), la catégorie Terres humides doit être limitée aux terres humides qui n'appartiennent pas déjà aux catégories des terres forestières, des terres cultivées ou des prairies. Il n'y a pas d'estimation de la superficie correspondant à ces terres humides au Canada.

Conformément aux recommandations du GIEC (GIEC, 2003), on prend en compte deux types de terres humides aménagées, celles où l'intervention humaine a directement modifié le niveau de la nappe phréatique et, par conséquent, la dynamique des émissions / absorptions de GES : les tourbières drainées pour la récolte de la tourbe, et les terres submergées (à savoir, la création de réservoirs). Étant donné les différences de leur nature, de la dynamique des GES et des méthodes générales d'estimation des émissions et des absorptions, ces deux types de terres humides aménagées sont étudiés séparément.

7.6.1 Tourbières aménagées

7.6.1.1 Description de la catégorie de source

Sur les quelque 123 Mha de tourbières que l'on trouve au Canada⁵⁶, environ 24 kha sont drainés, ou l'ont été par le passé, pour l'extraction de la tourbe. Environ 14 kha font actuellement l'objet d'un aménagement actif, l'écart (10 kha) représentant les tourbières qui ne sont plus en production. Dans le contexte du Canada, seules les tourbières dont l'épaisseur de tourbe est d'au moins 2 m et qui couvrent une superficie d'au moins 50 ha ont une valeur commerciale pour l'extraction de la tourbe (Keys 1992 dans Cleary 2003). La production de tourbe est concentrée au Nouveau-Brunswick, au Québec et en Alberta. Le Canada ne produit que de la tourbe horticole.

Depuis les années 1980, la quasi-totalité de l'extraction de la tourbe au Canada a recours à la technologie de l'extraction sous vide; environ 100 t/ha (à l'état humide) de tourbe horticole sont extraites au moyen de cette technique (Cleary, 2003). L'inconvénient de cette technique, par opposition à l'ancienne méthode de blocs de coupe, tient à la mauvaise repousse naturelle de la végétation à l'étape post-production. Dans les années 1990, les activités de rétablissement des tourbières ont connu un regain d'importance.

Les activités d'extraction de tourbe ont augmenté pendant la période 1990–2007, la superficie soumise à l'extraction active a crû de 56 %, passant de 9,2 kha en 1990 à 14 kha au tournant du siècle. Du fait de cette expansion et de la contribution importante du défrichage et de la

56. Cette superficie inclut des tourbières qui seraient classées comme des forêts, des terres cultivées et des prairies dans la classification des terres du GIEC.

décomposition de la végétation au bilan global des GES, les émissions des tourbières aménagées marquent une nette augmentation pendant la période d'évaluation (Figure 7-4).

Les émissions des tourbières aménagées sont déclarées dans la catégorie des terres converties en terres humides au cours des 20 premières années suivant leur conversion, puis, passé ce délai, dans la catégorie des terres humides dont la vocation n'a pas changé.

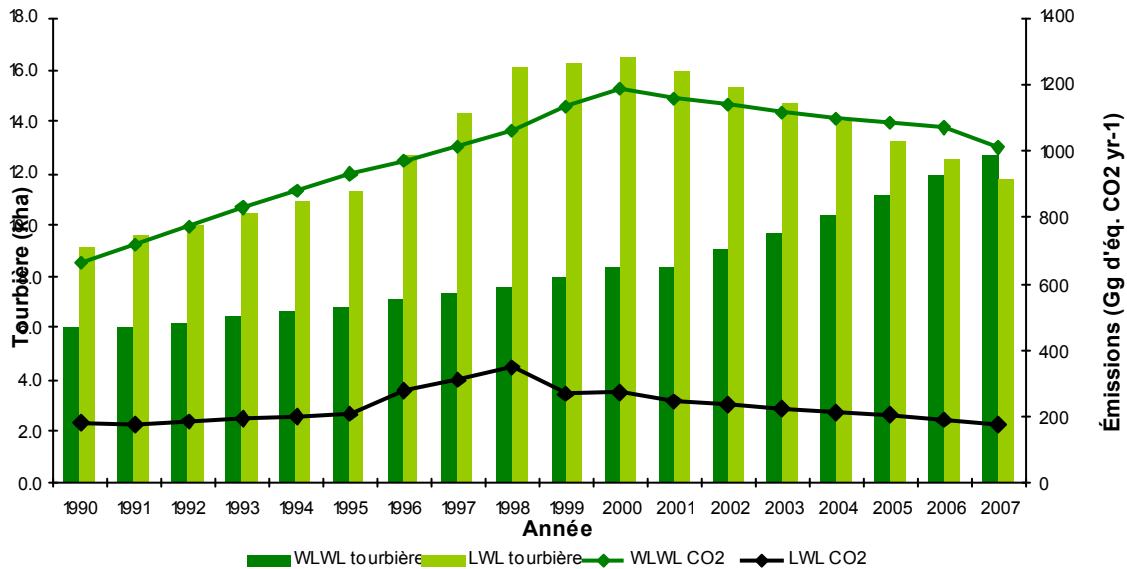


Figure 7-4: Superficies et émissions de CO₂ des tourbières aménagées, 1990–2007 (TTH = terres converties en terres humides; THTH = terres humides restant terres humides)

7.6.1.2 Questions de méthodologie

Le CO₂ est le principal gaz à effet de serre émis par les tourbières commerciales et le seul déclaré dans cette catégorie. Les phases générales de l'extraction de la tourbe sont : i) le drainage; ii) le défrichage; iii) l'extraction; iv) l'empilage; v) l'abandon; et vi) le rétablissement des tourbières et la restauration naturelle de la végétation. Les principales sources d'émissions sont le défrichage, qui fait suite à la conversion, la décomposition constante de la matière organique morte et l'oxydation rapide de la tourbe exposée, ce qui fait tripler les taux d'émission de CO₂ (Waddington et Warner 2001). Ces estimations ont été établies à l'aide d'une méthode de niveau 2, en fonction des coefficients d'émission nationaux. Elles englobent les émissions et les absorptions au cours des cinq phases. On trouvera à l'annexe 3.4 d'autres précisions sur la méthode d'estimation.

À noter que la méthodologie ne tient pas compte des déperditions de carbone résultant du transport de la tourbe hors des tourbières; si celles-ci étaient comprises, les émissions totales des tourbières aménagées augmenteraient considérablement.

7.6.1.3 *Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique*

Il n'y a pas eu d'évaluation formelle de l'incertitude pour les émissions et les absorptions de carbone dans les tourbières aménagées. Les sources d'incertitude les plus importantes sont analysées ci-dessous.

Les coefficients d'émission ont été établis à partir des mesures des flux prises principalement dans des tourbières abandonnées, ce qui introduit un degré d'incertitude important lorsqu'on les applique aux tourbières faisant l'objet d'un aménagement actif et aux tas de tourbe. Toutes les mesures ont été prises dans l'Est du Canada, ce qui ne fait qu'accentuer l'incertitude des estimations pour l'Ouest du Canada. On a proposé une seule estimation de la densité de carbone de la biomasse forestière avant la conversion (20 t C/ha); d'après les caractéristiques des peuplements forestiers convertis en tourbières, on a supposé qu'en moyenne 63 % de la biomasse aérienne était récoltée au moment du défrichage.

On ne dispose actuellement d'aucune information à référence spatiale sur les superficies de tourbières aménagées; elles ont donc été modélisées d'après les renseignements fournis par l'industrie⁵⁷. D'où l'incertitude significative associée à ces données d'activité. En outre, le devenir des tourbières abandonnées n'est pas surveillé au Canada; les champs de tourbe plus anciens peuvent avoir été convertis à d'autres utilisations. C'est pourquoi l'estimation de la superficie des tourbières abandonnées est sans doute prudente.

7.6.1.4 *AQ/CQ et vérification*

L'annexe 6 décrit les procédures générales d'AQ/CQ suivies pour l'inventaire des GES du Canada, lesquelles s'appliquent également à cette catégorie. Les superficies ont été calculées avec la collaboration de l'Association de la tourbe de sphaigne canadienne.

7.6.1.5 *Recalculs*

On a effectué de nouveaux calculs à l'égard des données d'activité par suite de l'incorporation aux modélisations des tendances de la production nationale de tourbe depuis 1990 (Ressources naturelles Canada, 2008). Ces nouveaux calculs ont entraîné une modification importante des estimations des émissions, en particulier au tournant du siècle (1997-2001) pendant les années où l'on croit que l'industrie a connu une expansion. Pour toutes les années ayant fait l'objet d'un recalcul, les résultats ont été inférieurs à 1 Mt d'éq. CO₂.

7.6.2 **Terres submergées (réservoirs)**

Cette catégorie englobe théoriquement toutes les terres submergées, quel qu'en soit l'objectif. En raison des limitations des données, le présent rapport n'englobe que les grands réservoirs hydroélectriques créés par la submersion de terres. On n'a pas tenu compte des plans d'eau existants qui ont été endigués pour contrôler le niveau d'eau ou produire de l'énergie si la submersion y a été minimale (par exemple le lac Winnipeg au Manitoba; les Grands Lacs).

⁵⁷ Gerry Hood, Association de la tourbe de sphaigne canadienne, communication personnelle à D. Blain, Environnement Canada, 2006.

Depuis 1970, c'est dans les zones de déclaration 4, 5, 8, 10 et 14 que des terres ont été converties en terres submergées. Le total de la superficie ainsi submergée depuis 10 ans ou moins a reculé de 830 kha en 1990 à 92 kha en 2007. En 2007, 59 % des 92 kha de réservoirs mis en eau depuis 10 ans ou moins étaient auparavant boisés (généralement non aménagés).

Les émissions totales des réservoirs sont passées de 4,1 Mt en 1990 à 1,5 Mt en 2007.

7.6.2.1 *Questions de méthodologie*

Deux méthodes d'estimation ont été employées concurremment pour comptabiliser les flux de GES des terres submergées, l'une basée sur le déboisement et l'autre sur la submersion. Lorsqu'il existait des preuves de défrichage et d'enlèvement de la biomasse avant la mise en eau, les variations correspondantes des stocks de carbone pour les bassins de carbone non inondés ont été estimées, comme pour tous les phénomènes de conversion des forêts, avec le CBM-CFS3 (voir la section 7.8 ci-dessous et l'annexe 3.4). Les émissions dues au brûlage et à la décomposition de toute la matière organique morte non submergée sont déclarées dans la catégorie des terres converties en terres humides pendant les 10 premières années après le déboisement, et dans la catégorie des terres humides dont la vocation n'a pas changé passé ce délai. La récente construction de plusieurs nouveaux grands réservoirs dans le Nord du Québec (Toulnostouc, Péribonka, Eastmain-1), dont les travaux de retenue n'étaient pas terminés en 2006 et 2007, a occasionné ce type de déboisement avant l'inondation. À noter que les émissions dues au déboisement dans les environs des futurs réservoirs (p. ex. pour l'aménagement des infrastructures) sont déclarées dans la catégorie des terres forestières converties en zones de peuplement.

La deuxième méthode s'applique à l'estimation des émissions de CO₂ de la surface des réservoirs qui ont été mis en eau. La méthode par défaut pour estimer les émissions des terres submergées présume que la totalité du carbone de la biomasse forestière est immédiatement rejetée (GIEC, 2003). Au Canada, cette façon de procéder a pour effet de surestimer les émissions résultant de la création de réservoirs, étant donné que, pour la plus grande partie de la végétation submergée, la décomposition ne dure pas très longtemps. On a élaboré une approche propre au Canada, qu'on a utilisée pour estimer les émissions des réservoirs en se basant sur les mesures des flux de CO₂ au-dessus de leur surface. Cette façon de faire est conforme aux descriptions de la méthode de niveau 2 du GIEC (GIEC 2003, 2006) et aux directives de l'annexe 3a.3 du GIEC (2003). L'annexe 3.4 fournit d'autres précisions sur cette méthode d'estimation. Conformément aux bonnes pratiques, seules les émissions de CO₂ entrent dans l'évaluation. Les émissions de la surface des terres submergées sont déclarées pendant une période de 10 ans après la mise en eau, afin de réduire au minimum toute éventuelle double comptabilisation de la déperdition de carbone organique des terres aménagées dans le bassin hydrographique et ensuite émis par les réservoirs. C'est pourquoi seules les émissions de CO₂ sont calculées pour les réservoirs hydroélectriques dont les terres ont été submergées entre 1981 et 2007.

Pour chaque réservoir, la superficie qui était recouverte de forêt avant la submersion est prise en compte pour répartir les émissions entre les catégories des terres forestières converties en terres humides et des autres terres converties en terres humides.

Il importe de signaler que les fluctuations dans la superficie des terres converties en terres humides (réservoirs) déclarées dans les tableaux du CUPR ne sont pas indicatives de changements dans les taux de conversion actuels, mais reflètent plutôt la différence entre les superficies de terres récemment submergées (moins de 10 ans avant l'année d'inventaire) et les réservoirs plus anciens (plus de 10 ans), dont les superficies ont été retirées de la

comptabilisation. Le système de déclaration ne couvre pas la superficie de tous les réservoirs du Canada.

7.6.2.2 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Pour ce qui est des terres forestières converties en terres humides, se reporter à la sous-rubrique correspondante à la section 7.8, Conversion des forêts. L'annexe 3.4 analyse le degré d'incertitude associé à la méthode d'estimation de niveau 2.

Vu les limites actuelles des méthodes d'estimation du secteur ATCATF, il est impossible de surveiller entièrement le devenir du carbone organique dissous et de s'assurer qu'il est comptabilisé dans la bonne catégorie de terres. La possibilité d'une double comptabilisation dans la catégorie Terres humides est toutefois limitée aux bassins hydrographiques où l'on trouve des terres aménagées, ce qui exclut plusieurs grands réservoirs situés dans les zones de déclaration 4 et 5.

7.6.2.3 AQ/CQ et vérification

L'Annexe 6 décrit les procédures générales d'AQ/CQ suivies pour l'inventaire des GES du Canada, lesquelles s'appliquent également à cette catégorie.

Pour les terres forestières converties en terres humides, voir aussi la sous-rubrique correspondante dans la section 7.8, Conversion des forêts.

L'approche canadienne d'estimation des émissions dues à la submersion des forêts est plus réaliste sur le plan temporel que la méthode par défaut (GIEC, 2003), qui suppose que tout le carbone de la biomasse des forêts submergées est immédiatement libéré. La méthode canadienne est plus raffinée en ce sens qu'elle fait la distinction entre le déboisement et la submersion; les émissions dues au déboisement sont estimées comme on le fait dans tous les cas de déboisement associé aux changements dans l'affectation des terres. De plus, dans la méthode canadienne, les émissions de la surface des réservoirs sont calculées à partir de mesures et non d'une hypothèse (décomposition de la biomasse submergée) qui n'a pas été vérifiée.

7.6.2.4 Améliorations prévues

La surveillance du carbone organique dissous pendant son déplacement du point d'émission au point de stockage à long terme dépasse les possibilités scientifiques actuelles et demandera de longues recherches. Aucune amélioration n'est prévue dans un avenir proche autre que l'élaboration d'estimations quantitative de l'incertitude.

7.7 Zones de peuplement

La catégorie des zones de peuplement est très diversifiée, puisqu'elle comprend toutes les routes et infrastructures de transport; les emprises de transport d'électricité et les couloirs de pipeline; les terres employées à des fins résidentielles, récréatives, commerciales et industrielles dans les milieux urbains et ruraux; et, enfin, les terres qui servent à l'extraction de ressources autres que les forêts (comme le pétrole et le gaz, l'exploitation minière).

Dans les zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé, les arbres des zones urbaines contribuent très peu au bilan national des GES. Selon des estimations pour 2007, les absorptions, modestes, sont de moins de 0,2 Mt.

Pour les besoins de cet inventaire, on a estimé les émissions de deux types de terres converties en zones de peuplement : les terres forestières converties en zones de peuplement et les terres non forestières converties en zones de peuplement dans le Nord du Canada. En 2007, 440 kha de terres converties en zones de peuplement ont généré des émissions de 8 Mt. Les terres forestières converties en zones de peuplement représentent plus de 99 % de ces émissions. On sait que des terres cultivées sont converties en zones de peuplement au Canada, et une méthode d'estimation est en cours d'élaboration.

7.7.1 Zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé

Cette catégorie comprend les estimations du piégeage du carbone dans les arbres des zones urbaines. Aucune modification n'a été apportée aux données sur les activités ni aux méthodes depuis le dernier inventaire. Ce volet, même s'il est approximatif, ne contribue que très peu au secteur ATCATF et représente une priorité peu élevée en matière d'amélioration.

7.7.2 Terres converties en zones de peuplement

7.7.2.1 Description de la catégorie de source

En 2007, les émissions découlant de la conversion des terres en zones de peuplement se sont élevées à près de 8 Mt. Bien qu'il puisse y avoir plusieurs catégories de terres, y compris les forêts, qui ont été converties en zones de peuplement, on ne dispose pas actuellement de données suffisantes pour en quantifier la superficie ou les émissions qui y sont associées pour tous les types de changement d'utilisation des terres. Des efforts considérables sont déployés pour quantifier la superficie des terres forestières converties en zones de peuplement, soit le deuxième type de conversion en importance après la conversion des forêts en terres cultivées. Chaque année, en moyenne, 22 kha de terres forestières sont converties en zones de peuplement, principalement dans les zones de déclaration des Plaines boréales, du Bouclier boréal-est et de la cordillère montagnarde. La conversion des terres forestières représente environ la totalité des émissions déclarées dans la présente catégorie. On a mis au point une méthode uniforme pour tout type de conversion des forêts, qui est décrite à la section 7.8.

Le reste de la section traite de la conversion des terres non forestières en zones de peuplement dans le Nord canadien, notamment dans les régions arctique et sub-arctique et dans les régions de déclaration 4 et 8. En 2007, la conversion des terres non forestières en zones de peuplement dans le Nord du Canada a généré 150 kt d'émissions. Selon la tendance depuis 1990, cette quantité est demeurée très similaire. Dans cette catégorie, la source principale d'émissions indiquées dans la zone de déclaration 13, Taïga des plaines, est la conversion des prairies en zones de peuplement.

7.7.2.2 Questions de méthodologie (terres non forestières converties en zones de peuplement)

La mise en valeur des ressources dans l'immensité du Nord canadien est le facteur déterminant du changement d'affectation des terres. Pour estimer avec exactitude l'effet direct de cette activité humaine dans le Nord du Canada, il faut situer les activités dans l'espace et connaître la végétation qui existait avant la conversion - ce qui n'est pas une mince affaire, étant donné que la superficie en question couvre plus de 557 Mha, et qu'elle recoupe huit zones de déclaration (2, 3, 4, 8, 10, 13, 17 et 18). Pour toutes les zones de déclaration, sauf 4 et 8, on a eu recours à diverses sources d'information pour identifier les régions qui présentent un fort potentiel de changement d'affectation des terres et ainsi rétrécir le domaine d'intérêt géographique. On a ciblé ces régions pour détecter et analyser les changements au moyen de 23 images obtenues grâce aux satellites

Landsat (Système de référence mondial) et datant d'environ 1985, 1990 et 2000. Les images couvrent plus de 8,7 Mha, soit 56 % de la superficie la plus susceptible de changements d'affectation des terres. Faute d'images, on n'a pas pu aller au-delà de 2000.

Pour les zones de déclaration 4 et 8, on a appliqué une procédure de détection des changements sur l'ensemble de la superficie.

Les émissions couvrent seulement le carbone présent dans la biomasse aérienne pré-conversion. Malgré la publication d'études pertinentes, l'estimation de la densité moyenne ou réelle de biomasse sur une étendue aussi vaste est difficile et elle demeure pleine d'incertitude.

7.7.2.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

Pour ce qui est des terres forestières converties en zones de peuplement, se reporter à la sous-rubrique correspondante de la section 7.8, Conversion des forêts.

L'incertitude liée à la superficie des terres non forestières converties en zones de peuplement dans le Nord du Canada est estimée à 20 %; l'incertitude liée à la biomasse sur pied avant la conversion varie entre 35% et 50 %. On trouvera d'autres précisions à l'annexe 3.4.

7.7.2.4 AQ/CQ et vérification

L'Annexe 6 décrit les procédures générales d'AQ/CQ suivies pour l'inventaire des GES du Canada, lesquelles s'appliquent également à cette catégorie.

Pour ce qui est des terres forestières converties en zones de peuplement, se reporter à la sous-rubrique correspondante de la section 7.8, Conversion des forêts.

7.8 Conversion des forêts

La conversion des forêts n'est pas une catégorie de déclaration, étant donné qu'elle chevauche les sous-catégories des terres converties en terres cultivées, en terres humides et en zones de peuplement; elle est néanmoins déclarée comme poste pour mémoire. Cette section analyse brièvement les questions de méthodologie propres à ce type de changement et souligne la démarche générale suivie pour en estimer l'ampleur, la localisation et l'impact. Une approche uniforme a été utilisée pour tous les types de terres forestières converties, afin de réduire au minimum les omissions et les recouvrements, tout en maintenant l'uniformité spatiale dans toute la mesure du possible.

En 2007, la conversion des terres forestières en terres cultivées, en terres humides et en zones de peuplement a généré des émissions d'environ 20 Mt, contre 27 Mt en 1990. Cette baisse correspond à une réduction de 5 Mt des émissions immédiates et résiduelles dues à la conversion des terres forestières en terres cultivées; à une réduction de 700 kt Mt des émissions de la surface des réservoirs, attribuées à la conversion des terres forestières et à une réduction de 1,7 Mt des émissions dues à la conversion des terres forestières en zones de peuplement. À noter que la présente évaluation inclut les émissions résiduelles au-delà des 20 ans après la conversion (10 ans pour les réservoirs) qui sont déclarées dans les catégories des terres dont la vocation n'a pas changé.

Il faut bien faire la distinction entre les taux annuels de déboisement (de 68 kha en 1990 et 48 kha en 2007) et la superficie totale de terres forestières converties en d'autres utilisations, selon les

déclarations des tableaux du CUPR pour chaque année d'inventaire. Ils englobent toutes les terres forestières converties au cours des 20 ans qui ont précédé l'année d'inventaire actuelle (10 ans pour les réservoirs) et sont donc nettement plus élevés que les taux annuels de déboisement.

Il est aussi important de noter que les émissions immédiates, qui se produisent au moment de la conversion, ne représentent qu'une fraction de toutes les émissions imputables aux activités courantes et antérieures de conversion des forêts déclarées au cours d'une année d'inventaire donnée; une partie de ces émissions « immédiates » correspond au carbone qui sort des forêts dans des produits forestiers. En 2007, les émissions immédiates attribuables à la conversion des terres forestières (8,1 Mt) ne représentent que 41 % des émissions totales déclarées attribuables au déboisement. Le reste est constitué d'émissions résiduelles causées par des déboisements plus anciens. Les taux de décomposition de la matière organique morte sont tels que les émissions résiduelles continuent au-delà de 20 ans, après quoi elles sont déclarées comme variations des stocks de carbone dans les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé et dans les terres humides dont la vocation n'a pas changé.

Avec un taux annuel de 26 kha, la conversion des forêts en terres cultivées représente la plus grande partie des pertes de forêts vers d'autres types de terres. En 2007, la conversion en zone de peuplement (22 kha) constitue la deuxième cause de déboisement en importance, avec 45 % de la surface forestière perdue. Les travaux occasionnels de retenue des eaux des grands barrages (comme La Forge 1 en 1995) peuvent entraîner la conversion de grandes superficies de forêt en terres humides (terres submergées) et le fait qu'une grande partie des stocks de carbone d'avant la conversion soient submergés, ces événements ponctuels peuvent ne pas générer de quantités proportionnelles correspondantes de gaz à effet de serre.

Sur le plan géographique, les taux les plus élevés de conversion des terres forestières sont observés dans les écozones des Plaines boréales et du Bouclier boréal-est (zones de déclaration 10 et 5), qui représentent respectivement 44 et 16% de la superficie totale déboisée en 2007.

La conversion des terres forestières concerne à la fois les forêts aménagées et non aménagées. Les pertes de forêts non aménagées se produisent surtout dans la zone de déclaration 4 (Bouclier de la taïga-est) et sont généralement attribuables à la mise en eau de réservoirs; on en observe aussi dans les zones de déclaration 8 et 9 en moindre quantité.

7.8.1 Questions de méthodologie

La conversion des forêts en d'autres catégories de terres demeure une pratique courante au Canada. Ce phénomène est attribuable à la grande diversité des conditions dans l'ensemble du pays, notamment aux cadres de politique et de réglementation, aux lois du marché et à la richesse en ressources naturelles. Les activités économiques qui entraînent des pertes forestières sont très diversifiées; il en résulte une hétérogénéité des régimes spatiotemporels de conversion des forêts qui, jusqu'à récemment, n'étaient pas systématiquement documentés. La difficulté a été de concevoir une démarche intégrant une grande diversité de sources d'information pour saisir les divers modes de conversion des forêts dans le paysage canadien tout en conservant une approche homogène pour réduire au minimum les omissions et les recoupements.

La démarche adoptée pour estimer les superficies forestières converties en d'autres utilisations – ou « zones déboisées » – repose sur trois grandes sources d'information : l'échantillonnage systématique ou représentatif des images de télédétection, les registres de données et le jugement d'experts. La méthode de base repose sur des cartes du déboisement obtenues par télédétection, établies d'après des échantillons d'images Landsat remontant à environ 1975, 1990 et 2000. Pour

l'application de la méthode, tout déboisement permanent d'une largeur supérieure à 20 m de la base d'un arbre à celle d'un autre arbre et couvrant une superficie d'au moins 1 ha a été considéré comme une conversion de terres forestières. Cette convention a été adoptée pour étiqueter logiquement les agencements linéaires du paysage. Les autres grandes sources d'information sont des bases de données ou d'autres documents sur les chemins forestiers, les lignes de transport d'énergie, les infrastructures pétrolières et gazières et les réservoirs hydroélectriques. On a consulté des experts lorsqu'il n'existait pas de données ou que celles-ci étaient de piètre qualité ou encore que l'échantillonnage par télédétection était insuffisant. Les avis des experts ont également aidé à rapprocher les registres et les données de télédétection, et à réduire les écarts apparents qui existaient dans les estimations des superficies entre les périodes 1975-1990 et 1990-2000. Une description plus détaillée de la démarche et des sources de données est fournie à l'annexe 3.4. On assemble en ce moment les images postérieures à 2000 pour pouvoir les utiliser afin de prolonger l'étendue de la série chronologique.

Toutes les estimations des émissions des réservoirs de biomasse et de matière organique morte imputables à la conversion des forêts ont été établies à l'aide du modèle CBM-CFS3, sauf lorsque les forêts étaient submergées sans déboisement préalable. Des cadres de modélisation différents ont servi à l'estimation des émissions du réservoir de sol, à l'exception de la conversion de terres en zones de peuplement pour laquelle on a utilisé les taux de décomposition du CBM-CFS3. C'est pourquoi les méthodes sont généralement conformes à celles utilisées dans la catégorie des terres forestières dont la vocation n'a pas changé. L'annexe 3.4 résume les procédures d'estimation.

7.8.2 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

D'après l'avis des experts, une incertitude globale de $\pm 38\%$ est associée aux estimations de la superficie totale de terres forestières converties chaque année au Canada (Leckie *et al.*, 2006b), la valeur vraie de cette superficie, avec un intervalle de confiance de 95 %, se situant, pour 2007, entre 30 kha et 66 kha. Il faut prendre soin de ne pas appliquer la fourchette de 38 % à la superficie cumulative de terres forestières converties en une autre catégorie depuis moins de 20 ans (superficies déclarées dans le CUPR). L'annexe 3.4 décrit les principales sources d'incertitude des estimations de la superficie établies d'après les données de télédétection et les registres.

On continue d'améliorer la quantification du degré d'incertitude.

7.8.3 AQ/CQ et vérification

L'annexe 6 décrit les procédures générales d'AQ/CQ suivies pour l'inventaire des GES du Canada, lesquelles s'appliquent également à cette catégorie. De plus, des procédures détaillées d'AQ/CQ de niveau 2 ont été appliquées pendant la préparation des estimations, avec notamment un contrôle de qualité documenté de l'interprétation des images, une validation sur le terrain, des contre-vérifications des calculs et un examen détaillé des résultats (Leckie *et al.*, 2006a). Les calculs, l'utilisation des données des registres et l'avis des experts sont retraçables grâce au système de compilation, et documentés. D'autres précisions se trouvent à l'annexe 3.4.

7.8.4 Recalculs

Dans les estimations de 2009, la superficie de déboisement est légèrement modifiée, par suite exclusivement des corrections apportées après la validation sur le terrain du déboisement interprété et des vérifications de la cohérence des calculs. La validation a entraîné un léger ajustement à la baisse des taux de déboisement d'avant 1990 au Yukon.

7.8.5 Améliorations prévues

À court terme, les améliorations prévues mettent l’accent sur l’assurance et le contrôle de qualité, l’augmentation de la couverture cartographique dans les régions où l’incertitude est élevée, l’extension de la période de cartographie, la validation sur le terrain, le recours à des registres supplémentaires, et l’amélioration de l’efficacité dans le processus de compilation des données.

8 Déchets (secteur 6 du CUPR)

8.1 Aperçu

Cette catégorie comprend les émissions imputables au traitement et à l'élimination des déchets. Parmi les sources, on peut citer l'enfouissement des déchets solides (décharges), le traitement des eaux usées et l'incinération des déchets. Les catégories évaluées sont les suivantes : émissions de CH₄ imputables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol, émissions de CH₄ et de N₂O résultant du traitement des eaux usées et émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'incinération des déchets.

Une grande partie des déchets traités ou éliminés provient de la biomasse. Les émissions de CO₂ attribuables à ces déchets ne sont pas comprises dans les totaux de l'inventaire, mais y sont déclarées comme poste pour mémoire. Les émissions de CO₂ d'origine biogène ne sont pas déclarées si elles le sont ailleurs dans l'inventaire ou si les absorptions correspondantes de CO₂ ne sont pas déclarées dans l'inventaire (comme les cultures annuelles). Ainsi, dans les circonstances, les émissions ne sont pas comprises dans les totaux des émissions de l'inventaire, étant donné que l'absorption de CO₂ par la végétation récoltée n'est pas mesurée par le secteur de l'agriculture et que l'incorporation de ces émissions dans le secteur des déchets entraînerait un déséquilibre. Par ailleurs, les émissions de CO₂ du bois et des produits ligneux ne sont pas comprises, car elles sont comptabilisées dans le secteur ATCATF au moment de l'abattage des arbres. En revanche, les émissions de CH₄ attribuables à la décomposition anaérobie des déchets sont comprises dans les totaux de l'inventaire du secteur des déchets.

S'il y a déperdition de carbone des forêts à un rythme non durable (c.-à-d. plus rapide que la repousse annuelle), le bilan des émissions nettes de carbone dans les terres forestières sera négatif.

En 2007, les émissions de GES du secteur des déchets ont compté pour 21 Mt dans l'inventaire national, contre 19 Mt en 1990, soit une hausse de 13 %. En comparaison, les émissions nationales totales ont augmenté de 26% pendant le même intervalle. Les émissions de ce secteur ont représenté respectivement 3,2 % et 2,9 % des émissions canadiennes totales de GES en 1990 et en 2007.

Les émissions du sous-secteur de l'enfouissement des déchets solides dans le sol, qui englobent les émissions confondues provenant des décharges de déchets solides municipaux (DSM) et de déchets ligneux, ont totalisé 20 Mt, ou 94 %, des émissions du secteur en 2007. Le gaz qui contribue le plus aux émissions du secteur des déchets demeure le CH₄ émis par les décharges de déchets solides municipaux, à raison de 18 Mt (0,8 Mt de CH₄) en 2007. Pour calculer cette valeur des émissions nettes, on soustrait le volume de CH₄ capté du volume estimatif total de CH₄ produit par la décharge selon le modèle Scholl Canyon, avant d'ajouter la quantité de CH₄ capté qui n'a pas été brûlée par torchage, le cas échéant. Près de 28 % du CH₄ émis par les décharges canadiennes de DSM a été capté et brûlé en 2007 (soit pour produire de l'énergie, soit par torchage).

Dans l'ensemble, l'augmentation du taux de production de CH₄ dans les décharges de DSM dépend directement de la croissance démographique. La population produit une quantité de déchets pour laquelle la production de CH₄ est atténuée par les programmes de captage des gaz d'enfouissement, par les projets de détournement des déchets provinciaux et municipaux et par les exportations internationales de DSM. On prévoit qu'à mesure qu'augmentera le nombre de grandes décharges modernes dotées obligatoirement de systèmes de collecte des gaz, une plus

forte proportion des gaz d'enfouissement sera captée, ce qui permettra de réduire davantage les émissions de ce secteur. À l'échelle nationale, plus de 35 millions de tonnes de déchets non dangereux (résidentiels, institutionnels, commerciaux, industriels, de construction et de démolition) ont été produites en 2006. Les projets de détournement des déchets ont vu le jour au début des années 1990. Selon les statistiques nationales les plus récentes, environ 22 % des déchets sont détournés des sites d'élimination (décharges ou usines d'incinération) (Statistique Canada, 2008a).

Le Tableau 8-1 donne un aperçu des contributions en GES du secteur et des sous-secteurs des déchets pour les années d'inventaire 1990, 2006 et 2007.

Tableau 8-1: Sommaire des émissions de GES du secteur des déchets, certaines années

Catégorie de source de GES	Émissions de GES (kt d'éq. CO ₂)		
	1990	2006	2007
Secteur des déchets - TOTAL	19 000	22 000	21 000
a. Enfouissement des déchets solides dans le sol	18 000	20 000	20 000
b. Traitement des eaux usées	740	910	930
c. Incinération des déchets	400	240	250

Note Les chiffres ayant été arrondis, leur somme peut ne pas correspondre au total indiqué.

8.2 Enfouissement des déchets solides dans le sol (catégorie 6.A du CUPR)

8.2.1 Description de la catégorie de source

Les émissions sont estimées pour deux types de décharges au Canada :

- décharges de DSM;
- décharges de déchets ligneux.

Au Canada, la majeure partie des déchets enfouis dans le sol le sont dans des décharges aménagées par les municipalités ou appartenant à des intérêts privés. Comme il existe très peu, voire aucun, site d'enfouissement qui ne soit pas aménagé, on a présumé que tous les déchets étaient éliminés dans des sites aménagés. Les déchets résidentiels, institutionnels, commerciaux et industriels sont éliminés dans des décharges de DSM. Depuis 15 ans, on a établi des décharges destinées à recevoir les déchets de construction et de démolition. En général, ces décharges ne nécessitent pas de systèmes de collecte de CH₄, car leur taux de production de méthane est minime vu la faible teneur en matière organique du flux des déchets traités. Elles ont donc pour l'instant été exclues de l'analyse.

Les décharges de déchets ligneux appartiennent pour la plupart à des intérêts privés et sont exploitées par des entreprises forestières, comme des scieries et des usines de pâtes et papiers. Ces industries se servent des décharges pour éliminer les résidus ligneux excédentaires, comme la sciure, les copeaux de bois, l'écorce et les boues. Certaines entreprises ont manifesté un intérêt croissant pour les projets de récupération d'énergie qui produisent de la vapeur ou de l'électricité par combustion de ces déchets. Depuis quelques années, on transforme ce que l'on considérait jadis comme des déchets en un produit à valeur ajoutée, par exemple des granules de bois pour les poêles et les chaudières à granules résidentiels et commerciaux, de même que des panneaux comprimés, des panneaux de fibres et des panneaux de particules. Les décharges de déchets

ligneux sont une source d'émission de CH₄, mais leurs estimations sont entachées d'une forte incertitude; ces décharges ne sont toutefois qu'une source mineure par rapport aux décharges de DSM.

Les Lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) proposent deux méthodes d'estimation des émissions des décharges : une méthode par défaut et une méthode cinétique du premier ordre également dite modèle Scholl Canyon. La méthode par défaut met en relation les émissions et la quantité de déchets enfouis l'année précédente, alors que le modèle Scholl Canyon fait le rapprochement entre les émissions et le total des déchets biodisponibles enfouis les années précédentes.

La composition et la quantité des déchets enfouis au Canada ont nettement changé au cours des dernières décennies, essentiellement en raison de mesures de réacheminement des déchets et de la croissance démographique, respectivement. On a donc jugé qu'un modèle statique comme la méthode par défaut ne convenait pas à la situation. C'est pourquoi les émissions des décharges de DSM et des décharges de déchets ligneux sont estimées à l'aide du modèle Scholl Canyon. Ce modèle, utilisé pour estimer les émissions de CH₄ au Canada, a été validé de façon indépendante dans le cadre d'une étude réalisée par l'Université du Manitoba (Thompson *et al.*, 2006).

Les gaz d'enfouissement, essentiellement du CH₄ et du CO₂, sont produits par la décomposition anaérobie des déchets organiques. La première phase de ce processus commence généralement 10 à 50 jours après que les déchets aient été placés dans la décharge. Même si la majorité du CH₄ et du CO₂ est émise durant les 20 ans suivant l'enfouissement, les émissions peuvent se poursuivre pendant un siècle ou plus (Levelton, B. H. 1991).

Plusieurs facteurs importants propres à chaque site contribuent à la production de gaz dans les limites de la décharge, notamment les suivants :

Composition des déchets : La composition des déchets est incontestablement le facteur le plus important qui influe sur les taux et les quantités de gaz d'enfouissement émis. Le volume de gaz d'enfouissement émis dépend du volume de matières organiques enfouies dans le sol. Le rythme auquel le gaz est émis dépend de la distribution et du type de matière organique dans le site d'enfouissement.

Teneur en humidité : Comme l'eau est un élément essentiel à la dégradation anaérobie des matières organiques, la teneur en humidité de la décharge influe sensiblement sur les taux de production de gaz.

Température : La digestion anaérobie est un processus exothermique. Les taux de croissance des bactéries augmentent avec la température jusqu'à ce qu'un optimum soit atteint. C'est ainsi que les températures des décharges peuvent être supérieures aux températures de l'air ambiant. La mesure dans laquelle ces températures influent sur celle de la décharge et sur les taux de production de gaz dépend principalement de la profondeur d'enfouissement. Les variations de la température peuvent modifier l'activité des microbes, compromettant du même coup leur capacité de décomposer la matière (Maurice et Lagerkvist, 2003).

pH et pouvoir tampon : La production de CH₄ dans les décharges atteint son maximum lorsque le pH est neutre. L'activité des bactéries méthanogènes est inhibée dans les milieux acides.

Disponibilité des éléments nutritifs : Certains éléments nutritifs sont indispensables à la digestion anaérobie, notamment le carbone, l'hydrogène, l'azote et le phosphore. En général, les DSM renferment les éléments nutritifs nécessaires aux populations bactériennes requises.

Densité des déchets et taille des particules : La taille des particules et la densité des déchets exercent également une influence sur la production de gaz. Le fait de réduire la taille des particules augmente la superficie disponible pour la dégradation et accélère par conséquent le rythme de production de gaz. La densité des déchets, qui est essentiellement contrôlée par le compactage des déchets au fur et à mesure de leur enfouissement dans le site, influe sur le transport de l'humidité et des éléments nutritifs dans la décharge, ce qui a également un effet sur le taux de production de gaz.

8.2.2 Questions de méthodologie

On calcule le CH₄ résultant de la décomposition des déchets dans les décharges à l'aide du modèle Scholl Canyon, un modèle de décomposition du premier ordre qui tient compte du fait que les déchets se décomposent pendant de nombreuses années. Les données relatives au captage des gaz d'enfouissement ont été fournies directement par les propriétaires ou les exploitants de certaines décharges pourvues de systèmes de collecte des gaz d'enfouissement.

Pour déterminer les émissions de CH₄, on calcule la quantité de CH₄ produite par la décomposition des déchets enfouis grâce au modèle Scholl Canyon, on soustrait le CH₄ capté par les systèmes de récupération des gaz d'enfouissement, puis on ajoute la quantité de CH₄ non brûlé émis par torchage dans les sites où les gaz d'enfouissement récupérés sont brûlés, en tout ou en partie, sans récupération d'énergie. Les émissions de GES attribuables à la combustion de cette partie des gaz d'enfouissement captés et utilisés pour la production d'énergie sont comptabilisées dans le secteur Énergie. L'annexe 3.5 propose une analyse plus détaillée des méthodologies.

8.2.2.1 Production de CH₄

On a utilisé le modèle Scholl Canyon pour estimer la quantité de CH₄ produite. Le modèle repose sur l'équation de décomposition du premier ordre suivante (GIEC/OCDE/AIE, 1997)

Équation 8-1:

$$Q_{T,x} = k M_x L_0 e^{-k(T-x)}$$

où :

$Q_{T,x}$	=	quantité de CH ₄ produite au cours de l'année considérée (T) par la M _x de déchets, exprimée en kt de CH ₄ /an
x	=	année de l'entrée des déchets
M_x	=	quantité de déchets enfouis au cours de l'année x, exprimée en Mt
k	=	constante de vitesse de production de méthane, exprimée par an
L_0	=	potentiel de production de méthane, exprimé en kg de CH ₄ /t de déchets
T	=	année considérée

Équation 8-2:

$$Q_T = \sum Q_{T,x}$$

où :

Q_T	=	quantité de CH ₄ produite au cours de l'année considérée (T), exprimée en kt de
-------	---	--

CH₄/an

Pour estimer les émissions de CH₄ attribuables aux décharges, il est nécessaire de connaître plusieurs des facteurs décrits ci-dessus. Pour calculer les émissions nettes de chaque année, on prend la somme du Q_{T,x} de chaque section de déchets enfouis les années précédentes (Équation 8-2) et l'on soustrait le gaz capté dans chaque province. Un modèle informatisé a été conçu pour estimer les émissions d'ensemble à l'échelle régionale (par province et territoire) au Canada. La valeur des émissions nationales de CH₄ est le total des émissions de toutes les régions.

Déchets enfouis chaque année, ou masse des rebuts (M_x)

Décharges de DSM

Deux sources principales ont été utilisées pour obtenir des données sur les décharges et la production de déchets en vue de l'inventaire des GES. La quantité de DSM enfouie entre les années 1941 et 1990 a été estimée par B. H. Levelton (1991). Pour les années 1998, 2000, 2002 et 2004 et 2006, les données sur l'élimination des DSM proviennent de l'Enquête de l'industrie de la gestion des déchets réalisée tous les deux ans par Statistique Canada (Statistique Canada, 2000, 2003, 2004, 2007a, 2008a). Pour les années impaires intermédiaires (1999, 2001, 2003 et 2005), les valeurs de l'élimination des DSM, y compris les DSM enfouis et incinérés, ont été obtenues en faisant la moyenne des années paires correspondantes. Les quantités de déchets incinérés ont été soustraites des valeurs d'élimination de Statistique Canada afin d'obtenir la quantité de DSM enfouis durant la période 1998-2007. Pour la période 1991-1997, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard et des Territoires du Nord-Ouest, du Nunavut et du Yukon, on a estimé les quantités éliminées à l'aide d'une interpolation faisant appel à une approche de régression linéaire multiple appliquée aux valeurs d'enfouissement des DSM de B. H. Levelton (1991) et de Statistique Canada (2000, 2003, 2004, 2007a, 2008a). Les valeurs pour l'Île-du-Prince-Édouard, les Territoires du Nord-Ouest, le Nunavut et le Yukon pour la période 1991-2007 ont été obtenues en calculant les tendances historiques des données sur les décharges en fonction de la population des provinces pour 1971-2007 (Statistique Canada, 2006, 2008b).

Décharges de déchets ligneux

Ensemble, la Colombie-Britannique, le Québec, l'Alberta et l'Ontario enfouissent 93 % de tous les déchets ligneux au Canada (RNCAN, 1997). Le volume de déchets ligneux enfouis entre 1970 et 1992 a été estimé à l'échelle nationale en fonction de la base de données nationale sur les résidus ligneux (RNCAN, 1997). Les données des années 1998 et 2004 proviennent de publications ultérieures (RNCAN, 1999, 2005). On a effectué une analyse des tendances par régression linéaire afin d'interpoler le volume de déchets ligneux enfouis au cours des années 1991-1997 et 1999-2007.

Constante (k) du taux de production de CH₄

La constante cinétique k est une estimation du premier ordre du taux de production de CH₄ après l'enfouissement des déchets. La valeur de k dépend de quatre grands facteurs : la teneur en humidité, la température, la disponibilité des éléments nutritifs et le pH. On estime que, dans une décharge de DSM typique, les conditions relatives aux éléments nutritifs et au pH sont respectées. Dans de nombreuses régions du Canada, on observe des températures inférieures à 0 °C pendant une période pouvant aller jusqu'à sept mois par année et des températures inférieures à -30 °C (Thompson *et al.*, 2006); toutefois, les observations indiquent que la température ambiante n'a pas d'effet sur le taux de décomposition dans les décharges (Maurice et Lagerkvist, 2003; Thompson et Tanapat, 2005). En outre, les variations saisonnières de température dans les déchets sont

minimes lorsqu'on les compare aux écarts de température dans l'atmosphère (Maurice C., Lagerkvist A., 2003). À partir de deux mètres de profondeur, la température des déchets enfouis est indépendante de la température ambiante. Des expériences menées sur le terrain au Canada ont démontré que l'écart dans la production de CH₄ dans les décharges entre les mois d'hiver et les mois d'été est insignifiant (Bingemer et Crutzen, 1987; Thompson et Tanapat, 2005). C'est pourquoi, de tous ces facteurs, c'est la teneur en humidité qui influe le plus sur les décharges canadiennes, et ce paramètre dépend, dans une large mesure, des précipitations annuelles qui tombent sur les décharges.

Décharges de DSM

Les valeurs de k qui ont servi à estimer les émissions attribuables aux décharges de DSM proviennent d'une étude réalisée par la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada. Cette étude s'appuie sur les données provinciales sur les précipitations entre 1941 et 2007 (Environnement Canada, 1941-2007). Les précipitations moyennes annuelles ont été calculées aux endroits où Levelton a indiqué la présence de décharges importantes au cours de la période de 1941 à 1990 (Levelton B. H., 1991). À partir de ces valeurs de précipitations, on a déterminé les valeurs de k à l'aide d'une relation établie par le Research Triangle Institute (RTI) pour l'APE des États-Unis (RTI, 2004). Le RTI a attribué des valeurs de décomposition par défaut de moins de 0,02/an, 0,038/an et 0,057/an aux régions où les précipitations annuelles totalisent moins de 20 pouces/an (< 500 mm), entre 20 et 40 pouces/an (500 à 1 000 mm; moyenne de 750 mm) et plus de 40 pouces/an (> 1 000 mm), respectivement. La représentation graphique de ces valeurs de décomposition par défaut et des données sur les précipitations a permis de dégager une relation linéaire. À partir de cette relation et des données des précipitations moyennes provinciales d'Environnement Canada pour les années 1941 à 2007, on a calculé les taux moyens de décomposition dans les décharges par province (Environnement Canada, 1941-2007). Les valeurs de k sont liées aux précipitations, en présumant que la teneur en humidité d'une décharge est une fonction directe des précipitations annuelles. En se fondant sur les données de RTI et sur les précipitations annuelles moyennes dans les décharges canadiennes étudiées par Levelton (1991), on a calculé des valeurs k à chacun des sites d'enfouissement. On a ensuite établi une valeur k provinciale à partir d'une moyenne des valeurs k propre aux sites respectifs de chaque province (Environnement Canada, 1941-2007).

Ces valeurs sont indiquées au Tableau 8-2.

Tableau 8-2: Estimations des valeurs de k des décharges de DSM pour chaque province et territoire

Province / Territoire	T.-N.- -L.	Î.-P.- É.	N.-É.	N.-B.	Qc	Ont.	Man.	Sask.	Alb.	C.-B.	T.N.- O.	Nt	Yn
Valeurs de k	0,078	0,06	0,077	0,062	0,056	0,045	0,019	0,01	0,012	0,082	0,005	0,005	0,001

Décharges de déchets ligneux

En se fondant sur la valeur par défaut recommandée par le National Council for Air and Stream Improvement, Inc., pour estimer les émissions de CH₄ attribuables aux décharges de l'industrie de transformation du bois, on a présumé qu'une valeur de 0,03/an représentait la constante k du taux de production de CH₄ pour l'ensemble des décharges de déchets ligneux du Canada (NCASI, 2003).

Potentiel de production de CH₄ (L₀)**Décharges de DSM**

Les valeurs de L₀ théoriques et mesurées varient de 4,4 à 194 kg de CH₄/t de déchets (Pelt *et al.*, 1998). Sur la série chronologique utilisée pour la portion du modèle d'estimation des émissions relative aux DSM, soit entre 1941 et 2007, on a utilisé trois L₀ différents pour représenter des périodes distinctes marquées, selon les études, par des changements significatifs de la composition des déchets. L₀ est une fonction du carbone organique dégradable (COD), déterminée par la composition des déchets de la façon décrite plus bas.

Les niveaux de COD des provinces et des territoires ont été calculés à partir des valeurs de la composition des déchets pour trois périodes distinctes : 1941-1975, 1976-1989 et 1990-2007. En se servant de données sur la composition des déchets relevées dans une étude de Ressources naturelles Canada (RNCAN) basée sur des données de 2002 (RNCAN, 2006), on a dérivé les niveaux de COD et posé l'hypothèse qu'ils sont restés constants pendant toute la période 1990-2004. Puisque les programmes de réacheminement des déchets étaient peu importants avant 1990, on a élaboré un autre ensemble de niveaux de COD, de façon à représenter la composition des déchets dans les décharges de 1976 à 1989, en ajoutant la valeur de RNCAN à celle contenue dans les données de 2004 de Statistique Canada sur la composition des déchets recyclés (Statistique Canada, 2007a). Afin de couvrir la période 1941-1975, on a élaboré un troisième ensemble de niveaux de COD à partir d'une étude nationale de 1967 (CRC Press, 1973). Le Tableau 8-3 présente un résumé des valeurs de L₀ pour les provinces et les territoires pendant les trois périodes. Comme point de comparaison, on donne également le pourcentage de déchets organiques détournés dans l'ensemble des provinces canadiennes en 2002. À mesure que les méthodes d'élimination des déchets évolueront au Canada et que de nouvelles données seront disponibles, les valeurs de L₀ seront rajustées en conséquence.

La valeur de L₀ a été calculée au moyen de la méthodologie qui figure dans les Lignes directrices de 1996 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) (Équation 8-3) en utilisant les données provinciales sur la composition des déchets pour calculer le carbone organique dégradable (COD) :

Équation 8-3:

$$L_0 = MCF \times DOC \times DOC_F \times F \times \frac{16}{12} \times \frac{1000 \text{ kg CH}_4}{\text{t CH}_4}$$

où :

L ₀	=	potentiel de production de CH ₄ , exprimé en kg de CH ₄ /t de déchets
MCF	=	facteur de correction du CH ₄ , exprimé en fraction
COD	=	carbone organique dégradable, exprimé en t de C/t de déchets
COD _F	=	fraction de COD dissimilé
F	=	fraction de CH ₄ dans les gaz d'enfouissement
16/12	=	coefficient de stoechiométrie

Selon les Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC, le FCM des sites d'enfouissement aménagés a une valeur de 1,0 (GIEC/OCDE/AIE, 1997). La fraction de CH₄ (F) émise par une décharge varie de 0,4 à 0,6, et on présume qu'elle est de 0,5. La valeur de COD_F utilisée (0,6) provient des lignes directrices du GIEC (2000), qui recommandent une valeur par défaut comprise entre 0,5 et 0,6. Cette valeur de COD_F reflète mieux les faibles concentrations de lignine

dans les DSM, puisque la majorité des déchets ligneux de l'industrie des pâtes et papiers et des scieries sont jetés dans des décharges réservées aux déchets de bois.

Le calcul du COD provient de la portion biodégradable des DSM (Équation 8-4):

Équation 8-4:

$$\text{COD} = (0,4 \times \text{A}) + (0,17 \times \text{B}) + (0,15 \times \text{C}) + (0,3 \times \text{D})$$

où :

- A = fraction de DSM constituée de papier et de textiles
- B = fraction de DSM constituée de déchets de jardin ou de parc
- C = fraction de DSM constituée de déchets alimentaires
- D = fraction de DSM constituée de bois ou de paille

Tableau 8-3: Potentiel de production de CH₄ (L₀) de 1941 à aujourd'hui

Province/territoire	2002 Déchets organiques détournés (%) ^a	1941 à 1975		1976 à 1989		1990 à aujourd'hui	
		COD	L ₀ (kg de CH ₄ /t de déchets)	COD	L ₀ (kg de CH ₄ /t de déchets)	COD	L ₀ (kg de CH ₄ /t de déchets)
Colombie-Britannique	23,3	0,28	111,86	0,17	69,89	0,16	63,71
Alberta	16,7	0,39	157,63	0,26	104,46	0,18	71,87
Saskatchewan	4,3	0,36	143,92	0,22	86,39	0,22	86,75
Manitoba	4,9	0,33	131,37	0,19	76,82	0,19	76,59
Ontario	16,4	0,36	143,74	0,21	82,75	0,21	83,00
Québec	13,7	0,36	144,45	0,21	82,52	0,20	81,23
Nouveau-Brunswick	19,8	0,23	93,91	0,16	65,91	0,16	63,22
Nouvelle-Écosse	29,7	0,25	100,89	0,16	62,35	0,16	64,10
Île-du-Prince-Édouard	ND	0,27	108,74	0,17	67,19	0,16	64,63
Terre Neuve	ND	0,28	112,62	0,18	73,28	0,18	73,35
Territoires (YN, T.N.-O. et NU)	ND	0,22	87,59	0,15	58,54	0,16	65,13

Sources : Dérivé de données obtenues de RNCAN (2006), Statistique Canada (2007a) et CRC (1973) sauf pour les déchets organiques détournés de 2002 qui proviennent de Thompson *et al.* (2006).
ND = Données non disponibles pour la catégorie.

Décharges de déchets ligneux

L'Équation 8-3 a donné une valeur de L₀ de 80 kg de CH₄/t de déchets ligneux, qui a servi à estimer les émissions des décharges de déchets ligneux au moyen du modèle Scholl Canyon. On a utilisé les valeurs par défaut du GIEC pour le facteur de correction du CH₄ - décharges profondes non aménagées (FCM = 1), la fraction de CH₄ dans les gaz d'enfouissement (F = 0,5) et la fraction de COD dissimulée (COD_F = 0,5), en retenant l'extrémité inférieure de la plage par défaut des déchets qui contiennent de la lignine (GIEC/OCDE/AIE, 1997). On a présumé que les déchets étaient composés à 100 % de bois ou de paille pour calculer la fraction de COD dans l'Équation 8-4.

8.2.2.2 *Gaz d'enfouissement captés*

Une partie du CH₄ produit dans les décharges de DSM est captée comme gaz d'enfouissement et brûlée par torchage ou afin de produire de l'énergie. La combustion du gaz d'enfouissement transforme le CH₄ en CO₂, ce qui entraîne une réduction des émissions de CH₄. On calcule les émissions nettes de CH₄ dans les décharges en soustrayant la quantité de CH₄ captée, fournie par les responsables de ces décharges, de la quantité de CH₄ produit, estimée à l'aide du modèle Scholl Canyon. Afin de tenir compte de l'inefficacité de la combustion par torchage, on additionne à ce résultat la quantité de CH₄ capté qui passe par la torche sans être brûlé. Le gaz ainsi capté est entièrement ou partiellement torché ou brûlé pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Les émissions de GES associées à l'utilisation des gaz d'enfouissement pour la récupération d'énergie sont comptabilisées dans le secteur de l'énergie.

On s'est servi d'un taux de rendement de combustion par torchage du CH₄ des gaz d'enfouissement de 99,7 % pour déterminer la quantité de CH₄ qui échappe au torchage. Cette valeur provient du tableau 2.4-3 du chapitre 2.4 de l'AP 42 de l'Agence de protection de l'environnement des États-Unis (APE) (EPA 1995). Les quantités de gaz d'enfouissement recueillies entre 1983 et 1996 ont été obtenues lors d'une communication personnelle avec M.E. Perkin du Bureau national de prévention de la pollution d'Environnement Canada, en 1998. Entre 1997 et 2003, les données concernant la quantité de gaz d'enfouissement captés ont été recueillies aux deux ans directement auprès des exploitants de décharges par le Bureau national de la prévention de la pollution d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1997, 1999b, 2001, 2003a). Pour 2006, c'est la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada qui procède à l'enquête, à partir de l'année de déclaration 2005 (Environnement Canada, 2007). Les données relatives au captage des gaz d'enfouissement sont généralement recueillies à chaque année impaire; pour les besoins de l'inventaire national de GES, les données qui s'appliquent aux années paires subséquentes sont tirées de la moyenne des années impaires, à compter de 1997. Cependant, dans le cadre de l'enquête de 2008, on a recueilli les données de 2006 et 2007 auprès des installations. Ces données ont été utilisées dans les estimations établies aux fins de la présentation du RIN de 2009 (Environnement Canada, 2009).

8.2.3 **Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique**

L'analyse qui suit sur l'incertitude des catégories de ce secteur se fonde sur les résultats déclarés dans le cadre d'une étude de quantification de l'incertitude du RIN canadien sur les GES (ICF Consulting, 2004). Cette évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude emploie les valeurs de l'année d'inventaire 2001 (rapport de 2003). Toutefois, comme les résultats de l'étude ont conduit à modifier la méthodologie, les coefficients d'émission et les sources d'information, ses résultats pourraient ne pas refléter fidèlement l'incertitude entourant les émissions de ce sous-secteur et les intrants du modèle. En l'absence d'une étude de suivi de niveau 2, les améliorations apportées devraient se traduire par une diminution du degré d'incertitude relatif à ce sous-secteur.

Les émissions de CH₄ attribuables à cette catégorie clé sont celles des décharges de DSM et des décharges de déchets ligneux. On estime que l'incertitude associée aux émissions de CH₄ par l'ensemble des sous-secteurs se situe entre -35 % et +40 %, ce qui est très proche de l'incertitude de -40 % à +35 % estimée pour les émissions de CH₄ attribuables aux décharges de DSM. La plage d'incertitude fournie par l'étude d'ICF Consulting (2004) n'est qu'à peine supérieure à l'intervalle de ±30 % estimé avec un intervalle de confiance de 90 % dans une étude préalable, fondée sur une méthode de niveau 1 reposant sur les données de 1990 (McCann, 1994). À noter cependant que la plage d'incertitude de l'étude d'ICF Consulting (2004) est assortie d'un intervalle

de confiance de 95 %, ce qui est supérieur à la plage mentionnée pour un intervalle de confiance de 90 %.

Les décharges de DSM représentent plus de 90 % des émissions totales de CH₄ imputables à cette catégorie clé en 2001 (Environnement Canada, 2003b). Les estimations du degré d'incertitude pour les émissions de CH₄ provenant des décharges de DSM semblent, dans une large mesure, avoir subi l'influence de l'incertitude des valeurs de l'inventaire au sujet des potentiels de production de CH₄ (L₀) pour les périodes 1941-1989 et 1990-2001 et de la constante k du taux de production de CH₄ (k), où le degré d'incertitude des valeurs k et L₀ reposait sur l'estimation d'un expert. Un modèle simplifié de la méthode Scholl Canyon a été utilisé pour la simulation de Monte Carlo, ce qui pourrait avoir une incidence sur la pertinence des valeurs d'incertitude. Une erreur a été introduite dans le calcul du degré d'incertitude des émissions de CH₄ des décharges de DSM du fait qu'on a utilisé la valeur de la quantité totale de CH₄ captée au Canada de l'année 2000 au lieu de celle de 2001, ce qui donne une plage d'incertitude de 20 % à 24 % pour ces données sur les activités. Le degré d'incertitude réel pour cette donnée aurait dû être de ±2 %.

Bien que la plage d'incertitude estimée dans la présente étude pour les décharges de déchets de bois soit significativement plus large (de -60 % à +190 %) que celle des décharges de DSM, sa contribution à l'incertitude de la catégorie n'est pas aussi importante, parce que les décharges de déchets de bois contribuent peu aux émissions (moins de 10 %) (Environnement Canada, 2003b). L'estimation du degré d'incertitude relatif aux décharges de déchets ligneux semble avoir subi, dans une large mesure, l'influence du taux de production de CH₄, de la teneur en carbone des déchets enfouis, et de la fraction biodégradable des déchets, les degrés d'incertitude ayant été établis par ICF Consulting (2004) d'après les *Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE, 1997) ou les *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux* (GIEC, 2000), le cas échéant.

Les estimations sont établies de manière cohérente dans le temps.

8.2.4 AQ/CQ et vérification

On a procédé à un contrôle de qualité de niveau 1 pour cette catégorie clé. Aucune anomalie importante n'a été détectée.

8.2.5 Recalculs

Il a été nécessaire d'effectuer de nouveaux calculs des émissions de CH₄ imputables aux décharges de DSM pour la série chronologique entière de 1990 à 2006, en raison de la révision des quantités de déchets enfouis en 2004 et de l'utilisation d'une nouvelle méthode de calcul de la constante du taux de décomposition et de production de méthane (k). La valeur de k pour chaque province a été mise à jour à la suite d'un examen approfondi des données de précipitation de la série chronologique 1941-2007. De plus, les données de la Colombie-Britannique ont été modifiées par l'ajout de nouvelles décharges et d'autres emplacements, en plus de ceux énumérés dans l'étude de Levelton (Levelton B. H., 1991). Compte tenu de ces changements, les émissions du sous-secteur de l'enfouissement des déchets solides dans le sol ont augmenté d'environ 4 % au cours de la période 1990-1997, de 3 % pour la période 1998-2002, de 2 % pour les années 2003, 2004 et 2005, et de 4 % pour l'année 2006.

8.2.6 Améliorations prévues

Afin de pouvoir continuer à produire des rapports bisannuels sur l'état du captage et de l'utilisation des gaz d'enfouissement au Canada, la Division des gaz à effet de serre effectuera des recherches préparatoires avant l'enquête prévue pour 2010 afin de recueillir des données d'activité pour 2009. On utilisera les données sur les quantités de CH₄ capté, obtenues lors de l'enquête, pour préparer la déclaration de 2011. La déclaration de 2010 sera améliorée grâce à l'établissement des constantes de décomposition propres à la production de méthane pour les trois mêmes périodes qui ont servi à calculer le potentiel de production de méthane, soit de 1941 à 1975, de 1976 à 1989 et de 1990 à 2008. Cette façon de faire permettra d'améliorer la méthode actuelle, qui consiste à établir une moyenne sur l'ensemble de la série chronologique.

Une autre étude est envisagée pour examiner la quantité de déchets ligneux enfouis dans les décharges canadiennes de l'industrie du bois et des pâtes et papiers, et vérifier la méthodologie, les coefficients d'émissions et les données historiques d'activité présentement utilisés.

8.3 Traitement des eaux usées (catégorie 6.B du CUPR)

8.3.1 Description de la catégorie de source

On a estimé les émissions issues du traitement des eaux usées municipales et industrielles. Ces eaux usées peuvent faire l'objet d'un traitement aérobie ou anaérobie. Avec le traitement anaérobie, il y a production de CH₄, mais celui-ci est en général contenu et brûlé dans les systèmes à digestion anaérobie au Canada. Les émissions de CH₄ des systèmes aérobies sont présumées négligeables. Les deux types de systèmes de traitement rejettent du N₂O lors de la nitrification et de la dénitrification de l'azote des eaux usées (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Les systèmes de traitement aérobie et anaérobie produisent également du CO₂. Toutefois, comme nous l'avons vu à la section 8.1, les émissions de CO₂ imputables à la décomposition de la matière organique ne sont pas comprises dans les estimations nationales totales, conformément aux *Lignes Directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

La méthode d'estimation des émissions résultant du traitement des eaux usées municipales s'intéresse à deux aspects : le CH₄ résultant du traitement anaérobie des eaux usées et le N₂O résultant du traitement des eaux usées sanitaires.

8.3.2 Questions de méthodologie

L'annexe 3.5 propose une analyse plus détaillée des méthodologies.

8.3.2.1 Émissions de CH₄

Traitement des eaux usées municipales

On n'a pas utilisé ici la méthode par défaut du GIEC, car les données nécessaires n'étaient pas disponibles. On a plutôt utilisé une méthode conçue à l'intention d'Environnement Canada (ORTECH Corporation, 1994) afin d'établir un coefficient d'émission. En se basant sur la quantité de matière organique produite par personne au Canada et sur la transformation de la matière organique en CH₄, on a estimé que le traitement anaérobie des eaux usées pouvait émettre 4,015 kg de CH₄/personne par an.

Pour calculer les émissions de CH₄, on multiplie les coefficients d'émission par la population de chaque province (Statistique Canada, 2006, 2008b) et par la fraction des eaux usées qui fait l'objet d'un traitement anaérobie.

Traitement des eaux usées industrielles

En l'absence de données sur les activités, les émissions de CH₄ attribuables à cette catégorie n'ont pas été évaluées. Bien que le traitement aérobie des eaux usées industrielles soit la technique généralement utilisée, on sait que quelques installations de traitement anaérobie ont été mises en place en 2006. On trouvera à l'annexe 3.5 une description de la méthodologie qui sera utilisée une fois que les données d'activité seront disponibles.

8.3.2.2 Émissions de N₂O

Traitement des eaux usées municipales

Les émissions de N₂O des installations de traitement des eaux usées municipales ont été calculées à l'aide de la méthode par défaut du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Pour estimer le coefficient d'émission de N₂O, cette méthode fait le produit de la consommation annuelle de protéines par personne, de la teneur présumée en azote des protéines (16 %), de la quantité d'azote du N₂O (N₂O-N) produite par unité d'azote des eaux d'épuration (0,01 kg de N₂O-N/kg d'azote des eaux d'épuration) et du facteur de conversion du N₂O/N₂O-N (1,57). Les estimations de la consommation de protéines, en kg/personne/an, proviennent d'un rapport statistique annuel sur les aliments publié par Statistique Canada (Statistique Canada, 2007b, 2008c). Ce rapport fournit les données des années 1991 et 1996, ainsi que pour la période de 2001 à 2007. L'estimation de la consommation de protéines pour les années manquantes, est faite à partir de l'application de la régression linéaire aux données de Statistique Canada. Les émissions ont été calculées en multipliant le coefficient d'émission par la population de chaque province (Statistique Canada, 2006, 2008b). Le

Tableau 8-4 donne un aperçu des valeurs de ces deux paramètres pour la série chronologique.

Tableau 8-4: Coefficients d'émission de N₂O

Année	Consommation annuelle de protéines par personne (kg de protéines/personne/an)	Coefficient d'émission de N ₂ O (kg de N ₂ O/personne/an)
1990	23,82	0,060
1991 ¹	24,16	0,061
1992	24,29	0,061
1993	24,53	0,062
1994	24,77	0,062
1995	25,01	0,063
1996 ¹	25,04	0,063
1997	25,50	0,064
1998	25,75	0,065
1999	26,01	0,065
2000	26,26	0,066
2001 ¹	26,63	0,067
2002 ¹	26,57	0,067
2003 ¹	26,19	0,066
2004 ¹	26,35	0,066
2005 ¹	25,90	0,065
2006 ¹	25,90	0,065
2007 ¹	26,10	0,066

Sources : Statistique Canada (2007b et 2008c). Les données ont été ajustées pour tenir compte des pertes qui peuvent survenir dans les magasins et les foyers et au moment de la cuisson et du service à la table.

Traitement des eaux usées industrielles

Les lignes directrices révisées du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) ne traitent pas de la méthode d'estimation des émissions de N₂O imputables au traitement des eaux usées industrielles. En l'absence de données sur les activités, les émissions de N₂O attribuables à cette catégorie n'ont pas été évaluées.

8.3.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'analyse qui suit sur l'incertitude des catégories de ce secteur se fonde sur les résultats déclarés dans le cadre d'une étude de quantification de l'incertitude du RIN canadien sur les GES (ICF Consulting, 2004). Cette évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude emploie les valeurs de l'année d'inventaire 2001 (rapport de 2003). Toutefois, comme les résultats de l'étude ont conduit à modifier la méthodologie, les coefficients d'émission et les sources d'information, ses résultats pourraient ne pas refléter fidèlement l'incertitude entourant les émissions de ce sous-secteur et les intrants du modèle. En l'absence d'une étude de suivi de niveau 2, les améliorations apportées devraient se traduire par une diminution du degré d'incertitude relatif à ce sous-secteur.

On estime que l'incertitude globale associée au sous-secteur du traitement des eaux usées se situe entre -40 % et +55 %. La plage d'incertitude qui figure dans l'étude d'ICF Consulting (2004) est inférieure à la fourchette de ±60 % estimée avec un intervalle de confiance de 90 % dans une étude antérieure fondée sur une méthode de niveau 1 reposant sur les données de 1990 (McCann, 1994). Il s'agit d'une amélioration au chapitre de l'incertitude estimée pour cette catégorie, étant donné que la plage d'incertitude mentionnée par ICF Consulting (2004) pour un intervalle de

confiance de 95 % devrait normalement afficher une valeur supérieure à celle qui est assortie d'un intervalle de confiance de 90 %. D'après les données de 2001, l'incertitude des tendances liée aux émissions totales de GES (y compris le CH₄ et le N₂O) imputables aux systèmes de traitement des eaux usées est comprise entre + 12 % et + 13 %. C'est avec prudence qu'il faut extrapoler à l'inventaire de 2007 l'incertitude des tendances de 2001, car l'incertitude des tendances est plus sensible que l'incertitude liée aux variations des valeurs estimatives de l'inventaire pour les années plus récentes.

Étant donné que les méthodes et la provenance des données sont demeurées inchangées tout au long de la série chronologique, on peut dire que les estimations relatives à cette catégorie sont cohérentes dans le temps.

8.3.4 AQ/CQ et vérification

On a procédé à un contrôle de qualité de niveau 1 pour cette catégorie clé. Aucune anomalie importante n'a été détectée.

8.3.5 Recalculs

On a effectué de nouveaux calculs des émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées municipales pour la série chronologique entière. Ceux-ci ont été rendus nécessaires par la révision des données sur la consommation de protéines, qui a entraîné une baisse de 2 % à 7 % des émissions par rapport à la dernière déclaration. Les émissions de CH₄ attribuables à la même source que celle indiquée pour 2002 ont légèrement été modifiées par la mise à jour des données démographiques.

8.3.6 Améliorations prévues

Le Canada prévoit réaliser une étude, d'ici la fin du printemps 2009, qui examinera les données les plus récentes de l'enquête biennale d'Environnement Canada sur l'utilisation de l'eau et le traitement des eaux usées au pays. Cette étude doit vérifier si ces données conviennent au modèle actuel et, grâce à une analyse de carence, faire des recommandations en vue d'aider l'organisation chargée de l'enquête à mieux adapter les données obtenues aux besoins du RIN. L'étude va également terminer un examen de l'assurance de la qualité du modèle actuel.

8.4 Incinération des déchets (catégorie 6.C du CUPR)

8.4.1 Description de la catégorie de source

Les émissions imputables à l'incinération des déchets solides municipaux et des boues d'épuration sont comprises dans l'inventaire. Certaines municipalités du Canada utilisent des incinérateurs pour réduire la quantité de DSM expédiés vers les sites d'enfouissement et donc la quantité des boues d'épuration qui doivent être épandues sur le sol.

Les émissions de GES provenant des incinérateurs varient selon divers facteurs, comme la quantité de déchets incinérés, la composition des déchets, la teneur en carbone des déchets autres que la biomasse et les conditions d'exploitation des usines.

8.4.1.1 Incinération des DSM

La chambre de combustion d'un incinérateur de DSM caractéristique se compose d'une grille sur laquelle les déchets sont brûlés et d'un écran d'eau (si l'on récupère l'énergie) ou d'un revêtement

réfractaire (dans le cas contraire). Les GES émis par les incinérateurs de DSM sont entre autres du CO₂, du CH₄ et du N₂O.

Conformément aux lignes directrices du GIEC (GIEC/ OCDE/AIE, 1997), les émissions de CO₂ résultant de la combustion des déchets de la biomasse ne sont pas comprises dans cette section de l'inventaire. Les seules émissions de CO₂ qui y sont comprises résultent des déchets de carbone provenant des combustibles fossiles, comme les plastiques et le caoutchouc.

Les émissions de CH₄ résultant de l'incinération des DSM sont censées être négligeables et ne sont pas calculées faute de recherches sur les émissions sous-jacentes.

8.4.1.2 *Incinération des boues d'épuration*

Au Canada, on utilise deux types différents d'incinérateurs de boues d'épuration : les incinérateurs à soles étagées et les incinérateurs à lit fluidisé. Dans les deux cas, les boues d'épuration sont partiellement essorées avant d'être incinérées. L'essorage se fait généralement par centrifugation ou par filtre-pressé. À l'heure actuelle, des municipalités de l'Ontario et du Québec exploitent des incinérateurs de boues d'épuration. Parmi les GES émis lors de l'incinération de ces boues figurent le CO₂, le CH₄ et le N₂O, comme c'est le cas lors de l'incinération des DSM; toutefois, comme les boues contiennent du carbone d'origine biogène, les émissions de CO₂ ne sont pas prises en compte dans les totaux provenant de cette source dans l'inventaire.

8.4.2 **Questions de méthodologie**

La méthode d'estimation des émissions dépend du type de déchets et des gaz émis. L'annexe 3.5 propose une analyse plus détaillée des méthodologies.

8.4.2.1 *Émissions de CO₂*

Les lignes directrices du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997) ne précisent pas de méthode de calcul des émissions de CO₂ résultant de l'incinération des déchets à base de combustibles fossiles (comme les plastiques et le caoutchouc). C'est la raison pour laquelle une méthode en trois étapes a été mise au point :

- *Calcul du volume des déchets incinérés* : On a estimé le volume des déchets incinérés chaque année au moyen d'une analyse de régression utilisant les données d'une étude d'Environnement Canada (1996) qui présente des données provinciales détaillées sur l'incinération pour l'année 1992, et d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada, qui fournit des données relatives à l'incinération pour les années 1999, 2000 et 2001 (Environnement Canada, 2003c).
- *Définition des coefficients d'émission* : Les coefficients d'émission de CO₂ des provinces reposent sur l'hypothèse que le carbone que contiennent les déchets subit une oxydation complète pour se transformer en CO₂. La quantité de carbone provenant des combustibles fossiles qui est disponible dans les déchets incinérés a été déterminée selon les pourcentages massiques du carbone (Tchobanoglous *et al.*, 1993). On estime la quantité de carbone par tonne de déchets et on la convertit en tonnes de CO₂ par tonne de déchets en la multipliant par le rapport entre la masse moléculaire du CO₂ et la masse moléculaire du carbone.
- *Calcul des émissions de CO₂* : On a calculé les émissions à l'échelon provincial en multipliant la quantité de déchets incinérés par les coefficients d'émission applicables.

Le CO₂ produit par l'incinération des boues d'épuration n'est pas déclaré dans les totaux des émissions de l'inventaire étant donné que ces boues sont entièrement constituées de matière biogène.

8.4.2.2 Émissions de N₂O et de CH₄

Incinération des DSM

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des DSM ont été estimées à l'aide de la méthode par défaut du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). On a établi un coefficient moyen en présumant que les coefficients du GIEC relatifs aux incinérateurs à cinq dispositifs d'alimentation mécanique étaient les plus représentatifs. Pour estimer les émissions, le coefficient ainsi calculé a été multiplié par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. Les émissions de CH₄ des incinérateurs de DSM sont censées être négligeables.

Incinération des boues d'épuration

Les émissions produites par l'incinération des boues d'épuration dépendent de la quantité de solides séchés incinérée. Pour calculer les émissions de CH₄, on multiplie cette quantité par un coefficient d'émission approprié. Les estimations de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990-1992 reposent sur une étude réalisée en 1994, comme il en est question lors d'une communication personnelle avec W. Fettes en février 1994 (échange entre Senes Consultants et Puitan Bennet). Les données relatives aux années 1993-1996 proviennent d'enquêtes téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration. Les données relatives aux années 1997 et 1998 proviennent d'une étude de Compass Environmental Inc. réalisée pour Environnement Canada (Environnement Canada, 1999a). Les données sur les activités relatives à 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler and Associates Ltd. pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2003c). Pour estimer la quantité de boues d'épuration incinérées au cours des années 2002-2007, on a procédé à une analyse de régression en utilisant les valeurs d'incinération des DSM de Chandler et de Compass Environmental Inc.

Les émissions de CH₄ ont été estimées en prenant pour base des coefficients d'émission extraits d'une publication de l'APE des États-Unis intitulée *Compilation of Air Pollutant Emission Factors* (APE, 1995). On présume que l'incinération des boues d'épuration se fait dans des incinérateurs à lit fluidisé. Le coefficient d'émission est donc de 1,6 t de CH₄/kt de solides séchés totaux pour ces incinérateurs équipés d'épurateurs Venturi. Pour estimer les émissions, le coefficient ainsi calculé a été multiplié par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On a ensuite établi les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des boues d'épuration ont été estimées à l'aide du coefficient d'émission par défaut du GIEC pour les lits fluidisés, soit 0,8 kg de N₂O/t de boues d'épuration séchées incinérées (GIEC, 2000). Pour estimer les émissions, le coefficient ainsi calculé a été multiplié par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On a ensuite établi les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

8.4.3 Degré d'incertitude et cohérence de la série chronologique

L'analyse qui suit sur l'incertitude des catégories de ce secteur se fonde sur les résultats déclarés dans le cadre d'une étude de quantification de l'incertitude du RIN canadien sur les GES (ICF

Consulting, 2004). Cette évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude emploie les valeurs de l'année d'inventaire 2001 (rapport de 2003). Toutefois, comme les résultats de l'étude ont conduit à modifier la méthodologie, les coefficients d'émission et les sources d'information, ses résultats pourraient ne pas refléter fidèlement l'incertitude entourant les émissions de ce sous-secteur et les intrants du modèle. En l'absence d'une étude de suivi de niveau 2, les améliorations apportées devraient se traduire par une diminution du degré d'incertitude relatif à ce sous-secteur.

On estime que l'incertitude globale associée à la catégorie de l'incinération des déchets se situe entre -12 % et +65 %. Pour les estimations de l'inventaire de 2001, l'incertitude des tendances associées aux émissions totales de GES (CO₂, CH₄ et N₂O) résultant de l'incinération des déchets (DSM et boues d'épuration) est comprise entre +10 % et +11 %. La tendance de l'inventaire a été estimée à +10 %. L'extrapolation de l'incertitude des tendances en 2001 à l'inventaire de 2007 doit se faire avec prudence, car l'incertitude des tendances est plus sensible que celle liée aux variations des valeurs estimatives de l'inventaire pour les années plus récentes.

8.4.4 AQ/CQ et vérification

La catégorie clé Émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des DSM a fait l'objet d'un contrôle de qualité de niveau 1. Aucune anomalie importante n'a été détectée.

8.4.5 Recalculs

Les nouveaux calculs effectués cette année n'ont pas entraîné de changement pour les années 1990 à 2001. De 2002 à 2006, cependant, il y a eu une réduction des valeurs des émissions de l'ordre de 0,2 % à 0,7 % par rapport à la déclaration précédente, à cause de la révision des statistiques nationales relatives à la démographie.

8.4.6 Améliorations prévues

Les données sur les activités d'incinération de 1990 à 2005 ont été compilées dans le cadre d'une étude interne réalisée par la Division des gaz à effet de serre. Cette étude comporte une analyse des données sur les activités d'incinération municipale, l'élaboration d'un inventaire à jour de tous les incinérateurs canadiens de DSM, de la composition des déchets, de la productivité annuelle de chaque usine et des coefficients d'émission estimatifs de GES. On envisage la possibilité d'intégrer ces données au modèle du secteur des déchets et aux méthodes du secteur de l'énergie (pour les installations dotées de systèmes de récupération de l'énergie).

9 Recalculs et améliorations

Afin de faciliter la compréhension globale des changements effectués et de l'incidence de ces changements sur les niveaux et les tendances des émissions, le présent chapitre résume tous les nouveaux calculs utilisés aux fins de l'inventaire des GES depuis la déclaration de 2008. On trouve à la section 19.2 une description des améliorations planifiées pour les prochains inventaires.

9.1 Explications et justification des recalculs

Aux termes de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, les Parties de l'Annexe 1 sont tenues d'améliorer continuellement la qualité de leur inventaire national des gaz à effet de serre (GES). À mesure que de nouvelles informations et des données sont disponibles et que des méthodes plus précises sont mises au point, les estimations doivent être mises à jour pour fournir une tendance cohérente et comparable en matière d'émissions et d'absorptions. Environnement Canada travaille constamment en consultation et en collaboration avec des partenaires clés des gouvernements fédéral et provinciaux de même que des intervenants de l'industrie, des instituts de recherche et des consultants pour améliorer la qualité des variables de départ et l'information scientifique utilisées pour la compilation de l'inventaire national et, au besoin, revoir et calculer de nouveau les estimations des émissions et des absorptions pour l'ensemble des années visées par l'inventaire. Ce travail se fait dans le cadre de l'amélioration continue visant à intégrer des données ou des méthodes raffinées, à incorporer de nouvelles données ou des sources et des puits complémentaires, à donner suite aux nouvelles recommandations et à corriger les erreurs et les omissions.

La Figure 9-1 illustre les tendances des émissions à partir des années 1990, telles que déclarées dans les rapports d'inventaire nationaux antérieurs. Pour assurer l'uniformité des rapports, il faut que les améliorations apportées d'année en année soient appliquées à toutes les années pour lesquelles des estimations ont été établies. Comme nous avons pu le constater, les améliorations et la révision des données ont modifié la valeur absolue des estimations, mais le changement demeure dans les limites des plages d'incertitude et n'altère pas les tendances pour les années à venir.



Figure 9-1: Tendances des émissions de gaz à effet de serre du Canada – Effets des révisions et des améliorations sur les années antérieures

Le

Tableau 9-1 résume les nouveaux calculs qui ont été effectués par suite d'un changement ou d'une amélioration des méthodes depuis la présentation du dernier rapport, donne une courte description de la nature des modifications et en précise la raison ainsi que les impacts sur les émissions et les tendances. Outre les changements énumérés au

Tableau 9-1, il est possible que l'actualisation des données sur les activités, une nouvelle répartition des émissions, la correction d'erreurs relevées dans le rapport précédent ou des améliorations progressives aient également entraîné de nouveaux calculs.

Tableau 9-1: Sommaire des recalculs par suite d'un changement ou d'une amélioration des méthodes

Secteur du CUPR	Catégorie	Description	Justification	Impact sur les émissions	Impact sur les tendances
1.AA.3	Transport	Révision des données d'activité sur l'utilisation de biocarburant.	Mettre à jour les données sur l'utilisation d'éthanol et de biocarburant dans le secteur des transports par la réalisation d'une nouvelle étude.	Négligeable (moins de 0,1 %)	Aucun changement
1.A.1/1.A.2/1.A.4	Industries énergétiques - Industries manufacturières et construction et autres secteurs	Révision de la méthodologie en vue d'appliquer un coefficient d'émission propre à une région pour le gaz naturel marchand et non marchand plutôt qu'un coefficient d'émission pondéré à l'échelle nationale pour l'ensemble des régions.	Améliorer l'exactitude des estimations des émissions aux échelles nationale, provinciale et territoriale en ce qui a trait à la consommation de gaz naturel marchand et non marchand.	Dans l'ensemble, les estimations des émissions de gaz naturel ont très peu changé. Les émissions attribuables à la consommation de gaz naturel en 1990 et en 2006 n'ont augmenté que de 0,2 % et de 0,8 % respectivement.	Aucun changement
1.A.2	Industries manufacturières et construction	Inclusion des émissions de la combustion des combustibles résiduels (pneus) de l'industrie du ciment.	Ajouter les nouvelles estimations pour accroître l'exhaustivité de l'inventaire national.	Les émissions sont passées de 132 kt CO ₂ (1990) à 415 kt CO ₂ (2004)	Tendance à la hausse
1.B.2.C.1.2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	Amélioration du modèle d'extrapolation des émissions fugitives (à partir de 2001) des puits de gaz naturel en utilisant un coefficient de répartition des rejets de CO ₂ du gisement	Améliorer l'exactitude des estimations des émissions de CO ₂ du gisement provenant des puits de gaz naturel.	À partir de 2001, les émissions des CO ₂ diminuent de 480 kt (2003) à 1 200 kt (2006).	Tendance à la baisse

		<p>fondé sur la valeur de la perte d'extraction du gaz naturel plutôt que sur la nouvelle production brute. La perte par extraction comprend les émissions de CO₂ du gisement absorbées et évacuées; il s'agit donc d'une mesure plus précise de la variation des émissions de CO₂ du gisement que la nouvelle production brute.</p> <p>À noter que les estimations antérieures de 1990 à 2000 proviennent de l'étude sur le secteur amont de la production de pétrole et de gaz de l'ACPP (pour un complément d'information, voir l'annexe 3).</p>			
2.A.2	Procédés industriels - Production de chaux	Recalcul des émissions de CO ₂ pour la série chronologique.	Établir des coefficients d'émission propre au pays; actualiser les données sur les activités de 2006.	Les émissions ont augmenté de 0,6 à 0,7 % pour l'ensemble de la série chronologique.	Changement minime
2.C.3	Procédés industriels – Production d'aluminium	Inclusion des émissions de PFC provenant de l'allumage des fours qui étaient omis auparavant	Cet ajustement augmente l'exactitude de la catégorie de production de l'aluminium et de l'ensemble de l'inventaire.	Les émissions sont passées de ---1,3 à 8,1 % de 1995 à 2006	Changement minime
4.A et 4.B	Fermentation entérique et gestion des fumiers des vaches laitières	Modification de l'ensemble de données sur la production laitière et les matières grasses du lait pour qu'il soit mieux représentatif de la population de vaches laitières canadiennes.	Améliorer la représentativité des données; l'ensemble de données antérieures ne représentait qu'environ 27 % des vaches laitières les plus productives du Canada, ce qui a entraîné une	Réduction de 2 à 3 % pour la série chronologique.	Aucun changement

			surestimation de la production laitière au Canada		
5.A	Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	Intégration dans le modèle de nouvelles données statistiques sur les récoltes.	Accroître la correspondance entre les données sur les volumes récoltés et les quantités modélisées de carbone dans la biomasse récoltée.	Les émissions apparentes de C dans la biomasse récoltée sont nettement à la hausse, mais la tendance est à la baisse depuis 1990.	Tendance à la baisse
5.A	Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	Ajout du brûlage des résidus (rémanents) après la récolte.	Incorporer une pratique d'aménagement des forêts.	Les émissions ont augmenté en moyenne de 8,5 Mt d'éq. CO ₂ par an.	Tendance légèrement à la hausse
5.A	Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	Amélioration de la simulation de la croissance de très jeunes peuplements.	Réduire les discontinuités des courbes de croissance lorsque les peuplements atteignent un volume commercialisable.	Les émissions ont augmenté en moyenne de 2 Mt CO ₂ par an.	Aucun changement.
6.A.1	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	Révision des méthodes d'établissement de la constante de production de méthane (k). Actualisation de la valeur k pour tenir compte du lien avec le taux de précipitations (USEPA). Le nombre de sites d'enfouissement a augmenté en Colombie-Britannique.	Modifier les estimations en intégrant les changements pour que celles-ci soient plus représentatives des conditions locales de l'ensemble des provinces, ce qui donnera des estimations des émissions plus précises.	Les émissions ont augmenté de 2 % à 4 %.	Tendance légèrement à la hausse

La Figure 9-2 présente les résultats des nouveaux calculs et compare les données du rapport actuel (2009) avec celles du rapport précédent (2008) pour l'année de référence et les émissions de 2006. Dans le secteur de l'énergie, la baisse de 2,3 Mt d'éq. CO₂ entre 2009 et 2008 est attribuable aux changements de méthodes utilisées dans la catégorie des émissions fugitives, à l'amélioration des coefficients d'émission et aux révisions des données sur les activités du secteur de l'énergie. On trouve des renseignements additionnels sur les nouveaux calculs par secteur dans chacun des chapitres qui portent sur les secteurs en particulier. Les sections 19.1.1 et 19.1.2 décrivent les impacts estimés sur les niveaux et les tendances à l'échelle nationale.

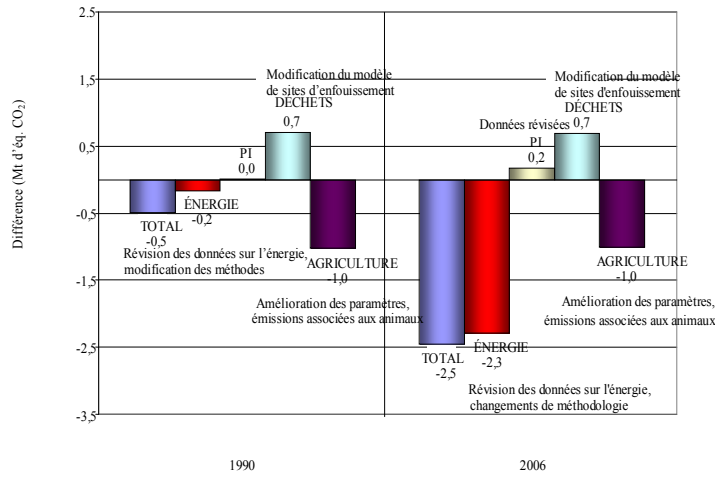


Figure 9-2: Comparaisons des résultats des nouveaux calculs entre le rapport de 2009 et 2008.

Tableau 9-2: Résumé des recalculs

	Émissions de GES, par année																		
	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Total national ²																			
Actuel (Mt d'éq. CO ₂)	592	585	602	604	624	641	659	672	678	691	717	711	717	741	741	731	718	747	
RIN 2008 (Mt d'éq. CO ₂) ₂	592	585	603	604	624	642	660	673	679	692	718	710	717	741	743	734	721	-	
Changement (%)	-0,08 %	-0,07 %	-0,09 %	-0,08 %	-0,07 %	-0,11 %	-0,10 %	-0,10 %	-0,09 %	-0,12 %	-0,08 %	0,13 %	0,05 %	-0,06 %	-0,26 %	-0,48 %	-0,34 %	-	
Énergie																			
Actuel (Mt d'éq. CO ₂)	469	461	479	480	495	510	525	538	547	561	587	583	589	609	603	593	581	614	
RIN 2008 (Mt d'éq. CO ₂) ₂	470	461	479	480	495	510	526	538	548	562	587	582	588	609	604	596	583	-	
Changement (%)	-0,04 %	-0,02 %	-0,02 %	0,00 %	0,02 %	-0,02 %	-0,04 %	-0,04 %	-0,02 %	-0,06 %	-0,02 %	0,29 %	0,16 %	0,04 %	-0,23 %	-0,55 %	-0,39 %	-	
Procédés industriels																			
Actuel (Mt d'éq. CO ₂)	55	56	54	53	56	57	58	58	54	51	51	50	50	51	55	55	55	51	
RIN 2008 (Mt d'éq. CO ₂) ₂	55	56	54	53	56	57	58	58	54	51	51	50	50	51	55	55	54	-	
Changement (%)	0,02 %	0,02 %	0,02 %	0,02 %	0,02 %	0,02 %	0,17 %	0,11 %	0,03 %	0,03 %	0,02 %	0,03 %	0,02 %	0,01 %	0,02 %	0,47 %	0,31 %	-	
Solvants																			
Actuel (Mt d'éq. CO ₂)	0,17	0,17	0,14	0,16	0,17	0,21	0,21	0,23	0,21	0,22	0,24	0,21	0,17	0,22	0,21	0,18	0,32	0,32	
RIN 2008 (Mt d'éq. CO ₂) ₂	0,17	0,17	0,14	0,16	0,17	0,21	0,21	0,23	0,21	0,22	0,24	0,21	0,17	0,22	0,21	0,18	0,32	-	
Changement (%)	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	0,00 %	-	
Agriculture																			
Actuel (Mt d'éq. CO ₂)	48	48	49	51	53	55	56	56	57	58	59	58	57	60	62	62	61	60	
RIN 2008 (Mt d'éq. CO ₂) ₂	49	49	51	52	54	56	58	58	58	59	60	59	58	61	63	63	62	-	
Changement (%)	-2,08 %	-2,09 %	-2,24 %	-2,17 %	-2,22 %	-2,22 %	-2,08 %	-2,04 %	-1,89 %	-1,85 %	-1,73 %	-2,11 %	-1,78 %	-1,78 %	-1,58 %	-1,54 %	-1,64 %	-	
Déchets																			
Actuel (Mt d'éq. CO ₂)	19	19	19	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	21	21	21	22	21	
RIN 2008 (Mt d'éq. CO ₂) ₂	18	18	19	19	19	19	19	19	20	20	20	20	20	20	20	21	21	-	
Changement (%)	3,83 %	3,83 %	3,61 %	3,0 %	3,42 %	3,36 %	3,34 %	3,17 %	2,94 %	2,76 %	2,66 %	2,49 %	2,31 %	2,16 %	2,04 %	2,09 %	3,28 %	-	
ATCATF																			
Actuel (Mt d'éq. CO ₂)	-52	-32	-79	-3	-5	198	-48	-84	118	18	-80	-84	85	56	117	41	41	45	
RIN 2008 (Mt d'éq. CO ₂)	-106	-83	-131	-50	-65	164	-62	-105	110	-14	-98	-88	51	12	41	-8	31	-	
Changement (%)	-51,56 %	-61,97 %	-39,75 %	-93,47 %	-91,85 %	21,31 %	-22,32 %	-19,95 %	7,78 %	-226,33 %	-17,75 %	-5,07 %	66,96 %	388,84 %	184,43 %	-590,52 %	31,98 %	-	

Notes :

1. Les nouveaux calculs tiennent compte des révisions annuelles des données d'activité ainsi que des changements de méthodes et de l'amélioration de la qualité.
 2. Les totaux nationaux excluent tous les gaz provenant du secteur ATCATF.
- La valeur des émissions a été arrondie à partir des valeurs estimées. Les différences de pourcentage sont dues aux valeurs estimées non arrondies.

9.1.1 Répercussions sur les niveaux d'émissions

Les émissions totales de GES (à l'exclusion du secteur ATCATF) ont été généralement révisées à la baisse, mais les pourcentages de baisse sont négligeables pour l'ensemble des années, à l'exception de 2001 et 2002 qui présentent une légère hausse. Les années 2004, 2005 et 2006 sont celles pour lesquelles les nouveaux calculs ont eu les répercussions les plus importantes, avec des baisses de 0,26 %, 0,48 % et 0,34 %, respectivement. Voir le Tableau 9-2 pour des renseignements supplémentaires.

9.1.2 Répercussions sur les tendances des émissions

Dans l'ensemble, le recalcul des estimations totales des émissions de GES (à l'exclusion du secteur ATCATF) a aussi eu un effet négligeable sur la tendance à long terme entre 1990 et 2006, une croissance de 21,4 % des émissions totales de GES depuis 1990 au lieu de 21,7 % est maintenant déclarée.

9.2 Améliorations prévues

On trouvera ci-dessous une analyse des activités d'amélioration planifiées fondées sur les recommandations issues de sources internes et de processus d'examen externes, comme les examens d'experts de la CCNUCC, et des travaux menés en collaboration avec les experts du secteur des inventaires, l'industrie, les ministères et le milieu universitaire. En tant que partie au Système national canadien, on ne cesse d'élaborer des activités et des plans d'amélioration pour accroître la transparence, l'exhaustivité, l'exactitude, la cohérence et la comparabilité des données de l'inventaire canadien des GES. Les activités d'amélioration sont élaborées par des experts de secteurs et classées en ordre de priorité par un comité des priorités et de la planification (CPP) en tenant compte des contributions aux catégories clés, des activités d'AQ/CQ, des évaluations de l'incertitude, de la disponibilité des ressources et des impacts possibles. Le Tableau 9-3 présente une description des améliorations planifiées et des raisons qui les justifient.

Tableau 9-3: Principales améliorations planifiées

Secteur du CUPR	Catégorie	Description	Raison
1.A.1.c	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	Actualiser les modèles et intégrer les nouvelles données	Examen des récentes données sur l'origine et la destination des aéronefs et des coefficients d'émission propres aux aéronefs
1.C postes pour mémoire	Actualisation du modèle de combustion de biomasse résidentielle	Vérifier le modèle actuel pour s'assurer que les hypothèses, les données et les coefficients d'émission sont toujours valides	Activités d'AQ et de CQ
2.A.1	Procédés industriels - Production de ciment	Établir le CE propre au pays et le facteur de correction PFC	Recommandations de l'équipe d'examen formée d'experts et par suite d'une AQ effectuée en collaboration avec l'Association canadienne du ciment
2.C.1	Procédés industriels - Sidérurgie	Revoir les hypothèses concernant l'agent réducteur utilisé pour réduire le minerai de fer	On sait que l'industrie de la sidérurgie utilise des agents réducteurs autres que le coke métallurgique (hypothèse actuelle).
2.F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures et de	Mettre à jour les facteurs d'émissions de HFC et appliquer une	HFC/PFC : basées sur la recommandation de l'équipe d'examen formée d'experts.

	SF ₆	interpolation linéaire pour estimer les données HFC et PFC manquantes Recueillir directement des services publics les estimations sur les émissions de SF ₆	Élaboration récente par Environnement Canada et l'Association canadienne de l'électricité d'une nouvelle estimation et d'un nouveau protocole de déclaration permettant de recueillir directement auprès des services concernés de l'information sur leurs émissions de SF ₆
4.F	Brûlage des résidus de récolte	Recueillir des données d'activité sur le brûlage des résidus de récolte, et élaborer des coefficients d'émission pour le CH ₄ et le N ₂ O	Recommandation de l'équipe d'examen formée d'experts
5. A/B/D/E/ Point d'information	Conversion des forêts	Recueillir des données d'activités supplémentaires	Nécessité d'actualiser les estimations de déboisement pour les dernières années; des travaux sont en cours en vue de fournir des estimations pour la période après 2000.
6.A.1	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	Inclure des données sur les déchets de construction et de démolition	Recommandation de l'équipe d'examen formée d'experts
Vérifications transversales	Évaluation de l'incertitude	Évaluer de nouveau l'incertitude	Recommandation de l'équipe d'examen formée d'experts

Références

Chapitre 1, Introduction

CCNUCC. Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. 2008. Données présentées dans les inventaires nationaux de gaz à effet de serre pour la période 1990–2006. Octobre, FCCC/SBI/2006/26. Disponible en ligne : http://unfccc.int/ghg_data/ghg_data_unfccc/time_series_annex_i/items/3841.php.

CCNUCC. Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. 2008. Report of the review of the initial report of Canada. Avril. FCCC/IRR/2007/CAN. Disponible en ligne : <http://unfccc.int/resource/docs/2008/irr/can.pdf>

Environnement Canada. 2003. Inventaire canadien des gaz à effet de serre, 1990-2001. Division des gaz à effet de serre.

Environnement Canada. 2008. *Bulletin des tendances et des variations climatiques : Température et précipitations dans une perspective historique, Annuelle 2007*, Environnement Canada, 2008 Disponible en ligne : http://www.msc-smc.ec.gc.ca/ccrm/bulletin/annual07/national_f.cfm?

GES, site Internet de divulgation de l'information. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/ghg_home_f.cfm

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 1995. Climate Change 1995: The Science of Climate Change. Contribution du Groupe de travail 1 au Deuxième Rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, p. 22. Cambridge University Press. Cambridge, Royaume-Uni. (Le rapport principal n'est pas disponible en français.)

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/lulucf/gp/lulucf_languages.htm.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. 2006 Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponible en ligne: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2007a. Climate Change 2007: Synthesis Report Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [groupe de rédacteurs principaux, Pachauri, R.K et Reisinger, A.(dir.)]. Genève, Suisse. Disponible en ligne : http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf.

RÉFÉRENCES

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2007b. *Climate Change 2007: The Physical Science Basis, Contribution of Working Group 1 to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, [Solomon, S., D. Qin, M. Manning, Z. Chen, M. Marquis, K.B. Averyt, M. Tignor and H.L. Miller (dir.)]. Cambridge University Press. Cambridge, Angleterre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc.ch/ipccreports/ar4-wg1.htm>.

GIEC/OCDE/AIE. Lignes directrices pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

Gouvernement du Canada. 1999. *Loi canadienne sur la protection de l'environnement (LCPE)*, 1999. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/registre/lcpe/the_act/default.cfm.

ICF Consulting. 2004. *Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001*. Rapport non publié. Contrat n° K-2362-3-0060. Présenté à Environnement Canada.

ICF Consulting. 2005. *Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001—Supplementary Analysis*. Rapport final. Mars.

OMM. Organisation météorologique mondiale. 2008. *Bulletin sur les gaz à effet de serre. Bilan des gaz à effet de serre présents dans l'atmosphère, d'après les observations effectuées à l'échelle du globe en 2007, novembre, no 4:14*. Disponible en ligne : <ftp://ftp.wmo.int/Documents/PublicWeb/arep/gaw/ghg-bulletin-4-final-english.pdf>.

Chapitre 2, Tendances des émissions de gaz à effet de serre, 1990–2006

Environnement Canada. 2009. *An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2007*. Rapport préparé par la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. *Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre*. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf_languages.htm.

RNCan. Ressources naturelles Canada. 2005. *Évolution de l'efficacité énergétique au Canada, 1990 à 2003*, Office de l'efficacité énergétique, Ressources naturelles du Canada, Ottawa (Ontario), Canada, catalogue n° M141-1/2003.

Ministère de l'Environnement de l'Ontario. 2006. Document d'information. *Le dossier de l'expédition au Michigan des déchets provenant de l'Ontario*. Disponible en ligne : <http://www.ene.gov.on.ca/envision/news/2006/083101mb-fr.pdf>.

Statistique Canada. 2000, 2003, 2004, 2007, 2008. *Enquête de l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques*, Système de la comptabilité nationale, Statistique Canada, n° 16F0023XIF. Disponible en ligne : <http://www.statcan.ca/bsolc/francais/bsolc?catno=16F0023X&CHROPG=1>.

Statistique Canada. 2009. *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* (rapport annuel), n° 57-003-XIB au catalogue.

Statistique Canada. 2007. Recensement de 2006, diffusion n° 3, 12 septembre 2007 – *Logement et coûts d'habitation* (incluant les caractéristiques du logement). Disponible en ligne : <http://www12.statcan.ca/census-recensement/2006/rt-td/hs-log-fra.cfm>

Statistique Canada. 2008. *Le Quotidien* (n° 11-001-XIF), émis le 3 mars 2008. Disponible en ligne : <http://www.statcan.gc.ca/daily-quotidien/080303/dq080303-fra.pdf>.

Statistique Canada. *Guide statistique de l'énergie*, n° 57-601-XIF.

Chapitre 3, Énergie

BioMer. Démonstration et évaluation du biodiésel pour les bateaux de croisière du Vieux-Port de Montréal et du lieu historique national du Canal-de-Lachine : rapport de fin de projet, Québec, BioMer, 2005. Rapport final

Canadian Facts. 1997. Residential Fuelwood Combustion in Canada, Canadian Facts, CF Group Inc., Toronto (Ontario), Canada.

CAPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. 1999. CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry, Vols. 1 and 2. Préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd., Canada, publication no 1999-0010.

CAPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. 2005a. A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Vols. 1–5. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd. Janvier.

CAPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. 2005b. Extrapolation of the 2000 UOG Emission Inventory to 2001, 2002 and 2003. Préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Calgary (Alberta): Clearstone Engineering Ltd.

CAPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. 2006. An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry: 1990 to 2003. Préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers, Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.

CPPI. Canadian Petroleum Products Institute. 2004. Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production, Calgary (Alberta) : Levelton Consultants Ltd. en association avec Purvin & Gertz Inc. Août.

Environnement Canada. 1999. CAC Division 1995 Criteria Contaminants Emissions Inventory Guidebook, Version 1, Section 2.4. Ottawa (Ontario) : Groupe de travail sur les émissions et les projections, Environnement Canada. Mars.

Environnement Canada. 2007. Bitumen-Oil Sands Extrapolation Model – Rev 3. Calgary (Alberta): Clearstone Engineering Ltd.

RÉFÉRENCES

Environnement Canada. 2008. Updated Fossil Fuel Import and Export Models. Rapport non publié. Environnement Canada.

ERCB. Energy Resources Conservation Board. 2008. Mineable Alberta Oil Sands, Annual Statistics for 2007: ST43-2008. Disponible en ligne : http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_308_265_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/publications_catalogue/publications_available/serial_publications/st43.aspx

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/.

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat/Organisation de coopération et de développement économiques/Agence internationale de l'énergie. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting. Septembre.

Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no SPE 5/AP/4.

King, B. 1994. Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options. Rapport préparé pour Environnement Canada par Neill and Gunter Ltd.

McCann, T.J. 1997. Fossil Fuel Energy Trade & Greenhouse Gas Emissions. Rapport non publié préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates.

McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors. Rapport préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates Ltd.

Mourits, F., mai 2008, Overview of the IEA GHG Weyburn-Midale CO2 Monitoring and Storage Project: Presentation to Interdepartmental CCS Coordinating Committee. Ressources naturelles Canada

Office national de l'énergie. Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada. 1998-2008. Disponible en ligne : <http://www.neb.gc.ca/clf-nsi/rmrgynfmtn/sttstc/crdlndptrlmpredct/stmtdprcdctn-eng.html>

ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires

réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no 93-T61-P7013-FG.

PTRC. Petroleum Technology Research Centre. 2004. IEA GHG Weyburn CO2 Monitoring & Storage Project Summary Report 2000-2004. Regina (Saskatchewan).
http://www.ptrc.ca/siteimages/Summary_Report_2000_2004.pdf

Radke, L.F., D.A. Hegg, P.V. Hobbs, J.D. Nance, J.H. Lyons, K.K. Laursen, R.E. Weiss, P.J. Riggan et D.E. Ward. 1991. Particulate and trace gas emissions from large biomass fires in North America, in J.S. Levine (dir.) *Global Biomass Burning: Atmospheric Climatic and Biospheric Implications*. Cambridge (MA) : Massachusetts Institute of Technology, États-Unis.

Rosland, A., et M. Steen. 1990. *Klimgass-Regnshap for Norge*, Statens Forurensningstilsyn, Oslo, Norvège.

SGA Energy Ltd. 2000. Emission Factors and Uncertainties for CH₄ & N₂O from Fuel Combustion. Rapport non publié préparé pour la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par SGA Energy Ltd.

Statistique Canada. Transport et distribution du gaz naturel. No 57-205-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, (annuel), no 57-003-XIB au catalogue.

Statistique Canada. 1995. Équipement ménager. Division du revenu et des dépenses des consommateurs. Statistique Canada. N° 64-202 au catalogue (publication révolue).

Statistique Canada. 2008. Tableau 131-0001 – Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel (mètres cubes). CANSIM. Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca/>

TFIS, inc. 2008. Canadian Liquid Transportation Biofuels Production and Consumption Information. Rapport non publié préparé par TFIS Inc. à l'intention de la Division des gaz à effet de serre, d'Environnement Canada.

U.S. EPA. Environmental Protection Agency. 1995a. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors—Vol. I: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition*, Washington, D.C. : U.S. Environmental Protection Agency, États-Unis, disponible auprès des National Technical Information Services, Springfield, Virginia, États-Unis, publication no PB95-196028.

U.S. EPA. Environmental Protection Agency. 1995b. *Protocol for Equipment Leak Emission Estimates*, Emission Standards Division, Washington, D.C. : U.S. Environmental Protection Agency. Rapport no EPA-453-R-95-017.

U.S. EPA. Environmental Protection Agency. 1996. *Compilation of Air Pollutant Emission Factors—Vol. I: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition, Supplement B*. Washington, D.C. : U.S. Environmental Protection Agency. Janvier.

Chapitre 4, Procédés industriels

AAC. Association de l'aluminium du Canada. 2002a. Entente particulière de réductions volontaires des gaz à effet de serre au Québec, conclue entre le gouvernement du Québec et

RÉFÉRENCES

l'Association de l'aluminium du Canada. Gouvernement du Québec et AAC. Montréal (Québec). Janvier.

AAC. Association de l'aluminium du Canada. 2002b. Calculating Direct GHG Emissions from Primary Aluminium Metal Production, préparé par Alcan, et obtenue auprès de l'Association de l'aluminium du Canada (AAC), Montréal (Québec).

AIA. Association de l'industrie d'aluminium du Québec. 1993. The Aluminium Industry Today for the Needs of Tomorrow. Montréal (Québec).

AMEC. 2006. Identifying and Updating Industrial Process Activity Data in the Minerals Sector for the Canadian Greenhouse Gas Inventory, Rapport non publié, Mississauga, Ontario. AMEC Earth & Environmental, une division d'AMEC Americas Ltd. Mars.

Cheminfo Services. 2002. Review of Canadian SF₆ Emissions Inventory. Rapport non publié. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc. Septembre.

Cheminfo Services. 2005a. Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Sulphur Hexafluoride (SF₆) from Electrical Equipment. Rapport non publié. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc. Mars.

Cheminfo Services. 2005b. Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies Used in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Sulphur Hexafluoride Emissions from the Magnesium Casting Sector. Rapport final. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc. Mars.

Cheminfo Services. 2005c. Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies Used in Canada's Greenhouse Gas Inventory, Hydrofluorocarbons (HFCs). Rapport final. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc. Mars.

Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Rapport final. Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc. Septembre.

CIEEDAC. Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. 2006. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Refineries 1990, 1994 to 2004. Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique). Mars.

CIEEDAC. Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. 2007. A Review of Energy Consumption and Related Data: Canadian Cement Manufacturing Industry, 1990 to 2004. Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique). Janvier.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux. Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/>

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2002. Documents d'information – IPCC Expert Meetings on Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories (section sur les émissions de HFC-23 découlant de la production de HCFC-22). Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/gpg-bgp.htm>.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. Lignes directrices de 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, vol. 3, Procédés industriels et utilisation des produits. Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol3.htm>.

GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

GTIS. Global Trade Information Services Inc.. Canadian Soda Ash Import and Export Data. Données commerciales pour 1995-2006 extraites le 1^{er} octobre 2007; données pour 2007 extraites le 12 novembre 2008. Disponible en ligne : <http://www.gtis.com>.

HRAI. Heating, Refrigeration and Air Conditioning Institute of Canada. 2008. HCFC Phase-Out Awareness. Disponible en ligne : <http://www.hrai.ca/hcfcphaseout/index.html>.

IAI. International Aluminium Institute. 2006. The Aluminium Sector Greenhouse Gas Protocol (annexe au protocole sur les GES du WRI/WBCSD). Octobre. Disponible en ligne à : <http://www.world-aluminium.org/?pg=/Downloads/Publications/Full%20Publication&path=344>.

ICF Consulting. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport non publié présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting. Septembre.

Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport SPE 5/AP/4.

McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors. Rapport non publié. Préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates. Mars.

Ministère de l'Énergie, des Mines et des Ressources pétrolières. 2006. MINIFILE Mineral Inventory, gouvernement de la Colombie-Britannique. Disponible en ligne : <http://www.em.gov.bc.ca/Mining/Geosurv/Minfile/>.

Ministère du Développement du Nord et des Mines (1989), Limestone Industries and Resources of Central and Southwestern Ontario – Vol. III, rapport préparé à l'intention de Section des ressources en agrégats, de la Direction de la gestion des terres, du ministère des Richesses naturelles de l'Ontario.

ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport n° 93-T61-P7013-FG.

RÉFÉRENCES

Øye, H.P., et R. Huglen. 1990. Managing aluminium reduction technology—Extracting the most from Hall-Héroult. *Journal of the Minerals, Metals & Materials Society (JOM)*, 42(11) : 23–28.

RNCan. Ressources naturelles Canada. Annuaire des minéraux du Canada, 1990–2006, (annuel), Secteur des minéraux et des métaux, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : http://www.nrcan.gc.ca/mms/cmy/pref_f.htm.

SIDEX. 2004. 5th Strategic Diversification Newsletter: Exploration Outlook in Quebec for a Neglected Commodity, Société d'investissement dans la diversification de l'exploration. Mars. Disponible en ligne : <http://www.sidex.ca/Vpub/magnesite/Magnesite-presentation.pdf>.

Statistique Canada. Base de données sur le commerce international canadien de marchandises. Disponible en ligne : http://www.statcan.gc.ca/trade/scripts/trade_search.cgi;f_.

Statistique Canada. Ciment, 1990–2004 (mensuel), n° 44-001-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Produits chimiques industriels et résines synthétiques, 1990–2007 (mensuel). n° 46-002-XIF au catalogue.

Statistique Canada. Industries des produits minéraux non métalliques (annuel), n° 44-250-XIF au catalogue (a cessé de paraître).

Statistique Canada. Fer et acier primaire, 1990–2003 (mensuel), n° 41-001-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, 1990-2007 (annuel). n° 57-003-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Acier, produits tubulaires et fil d'acier, 2004–2007 (mensuel), n° 41--019-XIF au catalogue.

Statistique Canada. 2008. Base de données CANSIM. Tableau 303-0060 : Production, livraisons et inventaires de ciment, mensuel (tonnes métriques) 2007. Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca/>.

Université Laval. 1994. Polyfluorocarbons and the Environment (Their Effect on Atmospheric Equilibrium). Étude effectuée pour Environnement Canada par le Groupe de chimie analytique. Québec (Québec) : Université Laval. Mars.

Chapitre 5, Utilisation de solvants et d'autres produits

Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Rapport final. Markham (Ont.): Cheminfo Services Inc., septembre.

[GIEC] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html

[GIEC] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, vol. 3, Procédés industriels et utilisation des produits. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/vol3.html>

[GIEC/OCDE/AEI] Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat/Organisation de coopération et de développement économiques/Agence internationale de l'énergie. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.html>

Statistique Canada. Commerce international canadien de marchandises Base de données. Disponible en ligne : http://www.statcan.gc.ca/trade/scripts/trade_search.cgi?f

Statistique Canada. Statistiques démographiques. 1990–2000 (annuelles). N° 91-213-XIB.

Statistique Canada. Estimations démographiques. 2001-2007 (annuelles). N° 91-215-X.

Chapitre 6, Agriculture

Beauchemin, K.A., et S.M. McGinn. 2005. Methane emissions from feedlot cattle fed barley or corn diets, *Journal of Animal Science*, 83(3) : 653–661.

Boadi, D.A., et K.M. Wittenberg. 2002. Methane production from dairy and beef heifers fed forages differing in nutrient density using the sulphur hexafluoride (SF₆) tracer gas technique, *Canadian Journal of Animal Science*, 82 : 201–206.

Boadi, D.A., K.M. Wittenberg et A.D. Kennedy. 2002a. Variation of the sulphur hexafluoride (SF₆) tracer gas technique for measurement of methane and carbon dioxide production by cattle, *Canadian Journal of Animal Science*, 82 : 125–131.

Boadi, D.A., K.M. Wittenberg et W.P. McCaughey. 2002b. Effects of grain supplementation on methane production of grazing steers using the sulphur (SF₆) tracer gas technique, *Canadian Journal of Animal Science*, 82 : 151–157.

Boadi, D.A., K.H. Ominski, D.L. Fulawka et K.M. Wittenberg. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Enteric Fermentation of Cattle in Canada by Adopting an IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Tier-2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, Winnipeg (Manitoba) : Département de zootechnie, Université du Manitoba.

Campbell, C.A., R.P. Zentner, H.H. Janzen et K.E. Bowren. 1990. *Crop Rotation Studies on the Canadian Prairie*, Ottawa (Ontario) : Centre d'édition du gouvernement du Canada.

CANSIM. Système canadien d'information socio-économique [base de données dans Internet]. Statistique Canada. [mis à jour quotidiennement; consulté le 10 janvier 2008]. Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca>

GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution

RÉFÉRENCES

- du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm
- GIEC. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Vol. 4, Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.htm>
- GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>
- Gregorich, E.G., P. Rochette, A.J. VandenBygaart et D.A. Angers. 2005. Greenhouse gas contributions of agricultural soils and potential mitigation practices in eastern Canada, *Soil & Tillage Research*, 83: 53–72.
- Hutchinson, J.J., P. Rochette, X. Vergé, D. Worth et R. Desjardins. 2007. Uncertainties in Methane and Nitrous Oxide Emissions Estimates from Canadian Agroecosystems Using Crystal Ball. Rapport préliminaire présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- ICF. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting.
- Jambert, C., R. Delmas, D. Serça, L. Thouron, L. Labroue et L. Delprat. 1997. N₂O and CH₄ emissions from fertilized agricultural soils in southwest France, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 48 : 105–114.
- Janzen, H.H., K.A. Beauchemin, Y. Bruinsma, C.A. Campbell, R.L. Desjardins, B.H. Ellert et E.G. Smith. 2003. The fate of nitrogen in agroecosystems: an illustration using Canadian estimates, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 67 : 85–102.
- Korol, M. 2003. Consommation, livraison et commerce des engrais au Canada 2002-2003, Unité des intrants agricoles commerciaux, Direction de la politique et des programmes de protection du revenu agricole, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- Liang, B.C., B.G. McConkey, C.A. Campbell, D. Curtin, G.P. Lafond, S.A. Brandt et A.P. Lafond. 2004. Total and labile soil organic nitrogen as influenced by crop rotations and tillage in Canadian prairie soils, *Biology and Fertility of Soils*, 39 : 249–257.
- Marinier, M., K. Clark et C. Wagner-Riddle. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Animal Waste Management Systems in Canada by Adopting an IPCC Tier 2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le Department of Land Resource Science. Université de Guelph, Guelph (Ontario).
- McCaughy, W.P., K. Wittenberg et D. Corrigan. 1997. Methane production by steers on pasture, *Canadian Journal of Animal Science*, 77 : 519–524.

- McCaughey, W.P., K. Wittenberg et D. Corrigan. 1999. Impact of pasture type on methane production by lactating beef cows, *Canadian Journal of Animal Science*, 79 : 221–226.
- McConkey, B.G., C.A. Campbell, R.P. Zentner, F.B. Dyck et F. Selles. 1996. Long-term tillage effects on spring wheat production on three soil textures in the Brown soil zone, *Canadian Journal of Plant Science*, 76 : 747–756.
- McConkey, B.G., B.C. Liang, C.A. Campbell, D. Curtin, A. Moulin, S.A. Brandt et G.P. Lafond. 2003. Crop rotation and tillage impact on carbon sequestration in Canadian prairie soils, *Soil & Tillage Research*, 74 : 81–90.
- McGinn, S.M., K.A. Beauchemin, T. Coates et D. Colombatto. 2004. Methane emissions from beef cattle: Effects of monensin, sunflower oil, enzymes, yeast, and fumaric acid, *Journal of Animal Science*, 82(11) : 3346–3356.
- McGinn, S.M., T.K. Flesch, L.A. Harper et K.A. Beauchemin. 2006. An approach for measuring methane emissions from whole farms, *Journal of Environmental Quality*, 35(1) : 14–20.
- Rochette, P., et H.H. Janzen. 2005. Towards a revised coefficient for estimating N₂O emissions from legumes, *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 73 : 171–179.
- Rochette, P., D.E. Worth, R.L. Lemke, B.G. McConkey, D.J. Pennock, C. Wagner-Riddle et R.L. Desjardins. 2007. Estimation of N₂O emissions from agricultural soils in Canada. I. Development of a country-specific methodology, *Canadian Journal of Soil Science* 88: 641–654.
- Statistique Canada 2007a. Recensement de l'agriculture de 2006. N° 95-629 au catalogue. Disponible en ligne : <http://www.statcan.gc.ca/ca-ra2006/index-fra.htm>
- Statistique Canada 2007b. Certaines données chronologiques du Recensement de l'agriculture. N° 95-632 au catalogue. Disponible en ligne : <http://www.statcan.gc.ca/pub/95-632-x/2007000/t/4129745-fra.htm>
- Statistique Canada. 2008. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada — Années de recensement 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006, n° 23-502 au catalogue.

Chapitre 7, Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie

- [AAC]. Agriculture et Agroalimentaire Canada. Le système canadien de classification des sols, 3^e édition, Groupe de travail sur la classification des sols, publication 1646. Presses du Conseil national de recherche du Canada, 1998.
- Bruce, J.P., M. Frome, E. Haites, H. Janzen, R. Lal et K. Paustian. 1999. Carbon sequestration in soils, *Journal of Soil Water Conservation*, 54:382–389.
- Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, F. Selles et D. Curtin. 1996. Long-term effects of tillage and crop rotations on soil organic C and total N in a clay soil in southwestern Saskatchewan, *Canadian Journal of Soil Science*, 76:395–401.
- Cleary, J. 2003. Greenhouse Gas Emissions from Peat Extraction in Canada: A Life Cycle Perspective. Mémoire de maîtrise, Université McGill, Montréal (Québec), Canada, rapport C2GCR n° 2003-1.

RÉFÉRENCES

Coleman, H.W., et J.W.G. Steele. 1999. *Experimentation and Uncertainty Analysis for Engineers*, John Wiley and Sons, New York (NY).

Dymond C. 2008. Overview QAQC Procedures for NIR 2009. Rapport interne. Ressources naturelles Canada – Service canadien des forêts. Victoria (Colombie-Britannique).

Environnement Canada. 2003. Les terres humides au Canada. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/water/fr/nature/wetlan/f_canada.htm.

[GIEC]. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm.

[GIEC]. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre.. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/lucf/gp_lucf_languages.htm.

[GIEC]. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Vol. 4, Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.htm>.

Groupe de travail national sur les terres humides. 1997. *Système de classification des terres humides du Canada*. Deuxième édition, B.G. Warner et C.D.A. Rubec (dir.), Centre de recherche sur les terres humides, Université de Waterloo, Waterloo (Ontario). Disponible en ligne : <http://www.portofentry.com/frenchWetlands.pdf>.

Hélie, R., G.R. Milton, B. Kazmerik, Y. Crevier, M. Grenier, R. Dixon, B. Tedford, K. Smith et J. Hurley. 2003. *Building Towards A National Wetland Inventory (Phase 1)*, 25^e Symposium canadien de télédétection et 11^e Congrès de l'Association québécoise de télédétection, Université de Montréal, Montréal (Québec), Canada.

Hutchinson, J.J., P. Rochette, X. Verge, R. Desjardins et D. Worth. 2007. *Uncertainties in Methane and Nitrous Oxide Emissions Estimates from Canadian Agroecosystems Using Crystal Ball*. Rapport préliminaire présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada.

Janzen, H.H., C.A. Campbell, E.G. Gregorich et B.H. Ellert. 1997. Soil carbon dynamics in Canadian agroecosystems, I R. Lal, J.M. Kimble, R.F. Follett et B.A. Stewart (dir.). *Soil Processes and Carbon Cycles*, CRC Press, Boca Raton, Floride, États-Unis, p. 57–80.

Janzen, H.H., C.A. Campbell, R.C. Izaurralde, B.H. Ellert, N. Juma, W.B. McGill et R.P. Zentner. 1998. Management effects on soil C storage on the Canadian prairies, *Soil & Tillage Research*, 47:181–195.

- Kull, S.J., W.A. Kurz, G.J. Rampley, G.E. Banfield, R.K. Schivatcheva, M.J. Apps, 2006. Modèle du bilan du carbone du secteur forestier canadien (MBC-SFC3) à l'échelle des opérations, Version 1.0 : Guide de l'utilisateur. Ressources naturelles Canada, Service canadien des forêts, Centre de foresterie du Nord, Edmonton (Alberta).
- Kurz W.A. et M.J. Apps. 2006. Developing Canada's National Forest Carbon Monitoring, Accounting and Reporting System to Meet The Reporting Requirements of the Kyoto Protocol Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change 11: 33–43.
- Kurz W.A., C.C. Dymond, T.M. White, G. Stinson, C.H. Shaw, G.J. Rampley, C. Smyth, B.N. Simpson, E.T. Neilson, J.A. Trofymow, J. Metsaranta, M.J. Apps 2009 CBM-CFS3: A model of carbon-dynamics in forestry and land-use change implementing IPCC standards ecological modelling 220:480–504.
- Leckie, D., D. Paradine, W. Burt, D. Hardman, F. Eichel, S. Tinis et D. Tammadge. 2006a. NIR 2007 Deforestation Area Estimation: Methods Summary, Digital Remote Sensing, Deforestation Monitoring Group, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique).
- Leckie, D., D. Paradine, D. Hardman et S. Tinis. 2006b. NIR 2006 Deforestation Area Estimation: Methods Summary. Rapport interne, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique). 13 p.
- Marshall, I.B., et P. Shut. 1999. Cadre écologique national pour le Canada - Aperçu, Direction générale de la science des écosystèmes, Environnement Canada et Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada. Disponible en ligne : <http://sis.agr.gc.ca/siscan/nsdb/ecostrat/intro.html>.
- McConkey, B., B.C. Liang, C.A. Campbell, D. Curtin, A. Moulin, S.A. Brandt et G.P. Lafond. 2003. Crop rotation and tillage impact on carbon sequestration in Canadian prairie soils, *Soil & Tillage Research*, 74 : 81–90.
- McConkey, B.G., A.J. VandenBygaart, J. Hutchinson, T. Huffman et T. Martin. 2007. Uncertainty Analysis for Carbon Change—Cropland Remaining Cropland. Rapport présenté à Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- Ogston, R. 2005. Données interpolées du Recensement de l'agriculture pour les Pédopaysages, du Canada – version « mise à niveau ». Direction de la recherche et Service national d'information sur les terres et les eaux, Administration du rétablissement agricole des Prairies et Direction de l'environnement, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- [RNCAN]. Ressources naturelles Canada. 2001. Inventaire forestier national du Canada, Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : <http://cfs.nrcan.gc.ca/subsite/canfi/data-summaries-1>.
- [RNCAN]. Ressources naturelles Canada. 2005a. Initiative de l'Étude de faisabilité sur le boisement comme mode de piégeage du carbone (EFBMPC) : analyse des politiques de boisement, Service canadien des forêts. Disponible en ligne : <http://scf.nrcan.gc.ca/soussite/analysepolitique/initiativeetude>.

RÉFÉRENCES

[RNCAN]. Ressources naturelles Canada. 2005b. Programme d'évaluation et de démonstration de plantations (EDP) de Forêt 2020 : analyse des politiques de boisement, Service canadien des forêts. Disponible en ligne : <http://cfs.nrcan.gc.ca/subsite/afforestation/forest2020pda>.

[RNCAN]. Ressources naturelles Canada, 2008, Calcul préliminaire de la production minérale du Canada, par province, 2007: Ressources naturelles Canada. Disponible en ligne : <http://mmsd.mms.nrcan.gc.ca/stat-stat/prod-prod/2007p-fra.aspx>.

Stinson G, C. Dymond, J. Metsaranta, C. Boisvenue, E. Neilson. 2008. Methodological Changes – National Forest GHG Inventory Reporting (NIR 2009), Rapport interne. Service canadien des forêts. Victoria (Colombie-Britannique).

Statistique Canada. 2007. Recensement de l'agriculture de 2006. N° 95-629 au catalogue. Disponible en ligne : <http://www.statcan.gc.ca/ca-ra2006/index-fra.htm>.

VandenBygaart, A.J., E.G. Gregorich et D.A. Angers. 2003. Influence of agricultural management on soil organic carbon: A compendium and assessment of Canadian studies, *Canadian Journal of Soil Science*, 83:363–380.

VandenBygaart, A.J., B.G. McConkey, D.A. Angers, W. Smith, H. De Gooijer, M. Bentham et T. Martin. 2008. Soil carbon change factors for the Canadian agriculture national greenhouse gas inventory, *Canadian Journal of Soil Science* 88:671-680.

Waddington, J.M. et K.D. Warner. 2001. Restoring the carbon sink function of cut-over peatlands, *Écoscience*, 8(3):359–368.

White, T. et C. Dymond. 2008. NIR 2007 QAQC report. Rapport interne. Ottawa (Ontario) : Environnement Canada.

White T, C. Dymond. 2008. Summary of methodological changes to LULUCF reporting in the 2008 National Inventory Report 2008. Rapport interne. Victoria (BC) : Service canadien des forêts – Ressources naturelles Canada.

White, T., et W.A. Kurz. 2005. Afforestation on private land in Canada from 1990 to 2002 estimated from historical records, *The Forestry Chronicle*, 81(4):491–497.

White, T., N. Luckai, G.R. Larocque, W.A. Kurz et C. Smyth. 2008. A practical Approach for Assessing the Sensitivity of the Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector (CBM-CFS3). *Ecological Modelling* (sous presse).

Chapitre 8, Déchets

Bingemer, H.G., et P.J. Crutzen. 1987. The production of methane from solid wastes, *Journal of Geophysical Research*, 92: 2181–2187.

CRC Press. 1973. National Waste Composition (1967). Table 1.1-9: Summary of International Refuse Composition, of the Handbook of Environmental Control. Volume II: Solid Waste. CRC Press. 1973.

Environnement Canada. 1996. Évaluation des aspects physiques, économiques et énergétiques de la gestion des déchets solides au Canada, série Perspectives sur la gestion des déchets solides au Canada, vol. I, Préparé pour Environnement Canada par Resource Integration Systems Ltd. Mars.

Environment Canada. 1997, 1999b, 2001, 2003a. Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada. Bureau national de la prévention de la pollution.

Environment Canada. 1999a. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1997–1998. Préparé pour Environnement Canada et le Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétiques par Compass Environmental Inc.

Environnement Canada. 2003b. Inventaire national des gaz à effet de serre, 1990-2001, Division des gaz à effet de serre.

Environment Canada. 2003c. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1999–2001. Préparé pour Environnement Canada par A.J. Chandler & Associates Ltd. en collaboration avec Compass Environmental Inc.

Environment Canada. 2009. An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2005. Rapport non publié préparé par la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada.

Environnement Canada, 1941-2007, Données historiques sur les précipitations. Consulté en juin-juillet 2008 en ligne : http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca/climateData/canada_f.html?

EPA Environment Protection Agency. 1995. Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. I, Stationary Point and Area Sources, Chapter 2: Solid Waste Disposal, 5^e édition, États-Unis. Disponible en ligne : <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch02>.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/

GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat / Organisation de coopération et de développement économiques / Agence internationale de l'énergie. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

ICF Consulting. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par ICF Consulting. Septembre.

Levelton, B.H. 1991. Inventory of Methane Emissions from Landfills in Canada. Rapport non publié préparé pour Environnement Canada par Levelton & Associates.

Maurice, C., et A. Lagerkvist. 2003. LFG emission measurements in cold climatic conditions: season variations and methane emissions mitigation, Cold Regions Science and Technology, 36 : 37–46.

RÉFÉRENCES

McCann, T.J. 1994. Uncertainties in Canada's 1990 Greenhouse Gas Emission Estimates: A Quantitative Assessment. Préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates. Mars.

NCASI. National Council for Air and Stream Improvement. 2003. Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Wood Products Manufacturing Facilities. Rapport préparé par le National Council for Air and Stream Improvement, Inc.

ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport n° 93-T61-P7013-FG.

Pelt, R., R.L. Bass, R.E. Heaton, C. White, A. Blackard, C. Burklin et A. Reisdorph. 1998. User's Manual Landfill Gas Emissions Model, Version 2.0. Rapport préparé pour le Control Technology Centre, Office of Research and Development, U.S. Environmental Protection Agency, par Radian International and the Eastern Research Group.

RNCan. Ressources naturelles Canada. 1997. National Wood Residue Data Base. Ressources naturelles Canada (documents de J. Roberts).

RNCan. Ressources naturelles. 1999. Canada's Wood Residues: A Profile of Current Surplus and Regional Concentrations. Préparé à l'intention de la Table de concertation nationale sur les changements climatiques dans le secteur forestier par le Service canadien des forêts, Direction générale de l'industrie, de l'économie et des programmes. Ressources naturelles Canada. Mars.

RNCan. Ressources naturelles. 2005. Estimation de la production, de la consommation et des surplus de résidus de bois d'usines au Canada en 2004, rapport national préparé pour Ressources naturelles Canada par l'Association des produits forestiers du Canada.

RNCan. Ressources naturelles. 2006. Analyse des possibilités de récupération des ressources au Canada et prévision des retombées sur les émissions de gaz à effet de serre. Ressources naturelles du Canada. Mars.

RTI (2004) Documentation for Changes to the Methodology for the Inventory of Methane Emissions from Landfills. Septembre 2004.

Statistique Canada. 2000, 2003, 2004, 2007a, 2008a. Enquête de l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, Système de comptabilité national, Statistique Canada. N° 16F0023XIF au catalogue.

Statistique Canada. 2006. Statistiques démographiques annuelles. N° 91-213-XIB au catalogue.

Statistique Canada. 2007b, 2008c. Statistiques sur les aliments – 2006. N° 21-020-XIF au catalogue. Mai.

Statistique Canada. 2008b. Estimations démographiques annuelles, Canada, provinces et territoires. N° 91-215-X au catalogue

Tchobanoglous, G.H., et S. Vigil Theisen. 1993. Integrated Solid Waste Management, Engineering Principles and Management Issues, McGraw Hill, New York, N.Y., États-Unis.

Thompson, S., J. Sawyer, R.K. Bonam et S. Smith. 2006. Recommendations for Improving the Canadian Methane Generation Model for Landfills, Natural Resources Institute, Université du Manitoba, Winnipeg (Manitoba), Canada.

Thompson, S., et S. Tanapat. 2005. Waste management options for greenhouse gas reduction, *Journal of Environmental Informatics*, 6(1): 16–24.

Annexe 1 Catégories clés

A1.1 Catégories clés - méthodologie

La présente annexe décrit l'analyse des catégories clés de la présentation de l'inventaire du Canada. Les recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 2000) ainsi que les recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (GIEC, 2003) recommandent toutes deux d'identifier les catégories clés d'émissions et d'absorptions afin d'aider les organismes chargés des inventaires à structurer leurs efforts par priorité afin d'améliorer les estimations globales. Une catégorie clé se définit comme suit : elle est « prioritaire dans le système d'inventaire national, car son estimation a un effet significatif sur le niveau absolu des émissions, la tendance des émissions ou les deux, de l'inventaire total des gaz à effet de serre directs » (GIEC, 2000).

Les bonnes pratiques exigent d'abord de répartir les inventaires en catégories permettant d'établir les sources clés et les puits, définis selon les lignes directrices suivantes :

- Les catégories du GIEC doivent être utilisées, et les émissions doivent être exprimées en équivalent CO₂ (éq. CO₂) d'après chaque potentiel de réchauffement planétaire (PRP) standard.
- Une catégorie doit être indiquée pour *chaque* gaz émis ou éliminé, étant donné que les méthodes, les coefficients d'émission et les incertitudes connexes diffèrent pour chacun.
- Les catégories utilisant les mêmes facteurs d'émission basés sur des hypothèses communes doivent être regroupées avant l'analyse.

Étant donné qu'on ne dispose pas d'estimations actuelles de l'incertitude pour tous les secteurs, on a utilisé une méthode de niveau 1 aux fins de la présente analyse. L'approche quantitative détermine les catégories clés à partir de deux perspectives : leur contribution aux émissions totales et leur tendance. L'évaluation de niveau analyse la contribution de chaque catégorie d'émissions au total national (avec et sans l'affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, ou ATCATF). L'analyse de la tendance utilise la contribution relative de chaque catégorie au total des émissions nationales, mais elle attribue un poids plus important aux catégories dont la tendance relative s'écarte de la tendance générale (avec et sans l'ATCATF); dans cette analyse, les tendances sont calculées comme les variations absolues entre l'année de référence et les plus récentes années d'inventaire. On calcule alors la contribution des catégories (en pourcentage) au plan, tant des niveaux que des tendances et on trie les résultats obtenus dans l'ordre descendant. On calcule le total cumulatif au moyen des deux méthodes. Un seuil cumulatif de contribution de 95 %, pour les évaluations des niveaux et des tendances, est une approximation raisonnable de l'incertitude de 90 % pour la méthode de niveau 1 (GIEC, 2000). Ce seuil a ainsi été employé dans la présente analyse comme limite supérieure afin de déterminer les catégories clés. Par conséquent, une fois les contributions des sources ou des puits triées dans l'ordre décroissant d'importance, les plus grandes, prises ensemble, contribuent à 95 % du total cumulatif et sont considérées comme des sources ou des puits clés, sur le plan quantitatif.

Le niveau de contribution de chaque source est calculé selon l'Équation A1-1, basée sur les Recommandations du GIEC (2000), tandis que l'on emploie l'Équation A1-2 pour calculer celui des sources et des puits selon le GIEC (2003) :

Équation A1-1 pour l'évaluation du niveau des catégories de sources :

$$L_{x,t} = \frac{E_{x,t}}{E_t}$$

où :

- $L_{x,t}$ = évaluation du niveau de la source x au cours de l'année t.
 $E_{x,t}$ = estimation des émissions sous forme d'équivalent CO₂ pour la catégorie de sources x au cours de l'année t.
 E_t = estimation de l'inventaire total (en équivalent CO₂) pour l'année t.

Équation A1-2 pour l'évaluation du niveau des catégories de sources ou de puits :

$$L_{x,t}^* = \frac{E_{x,t}^*}{E_t^*}$$

où :

- $L_{x,t}^*$ = évaluation du niveau de la source ou du puits x au cours de l'année t. L'astérisque (*) indique que les contributions de toutes les catégories (y compris l'ATCATF) sont comptabilisées en valeur absolue (les valeurs négatives sont toujours établies en valeurs positives équivalentes).
 $E_{x,t}^*$ = $|E_{x,t}|$ valeur absolue de l'estimation des émissions ou des absorptions (éq. CO₂) pour la catégorie de sources ou de puits x au cours de l'année t.
 E_t^* = $\sum_x |E_{x,t}|$ la somme des valeurs absolues d'émission et d'absorption (kt d'éq. CO₂) pour l'année t, pour toutes les catégories de sources ou de puits x.

La contribution de chaque source à la tendance est calculée au moyen de l'Équation A1-3, conformément aux Recommandations du GIEC (2000), et on emploie l'Équation A1-4 pour calculer la contribution des sources et des puits à la tendance, conformément aux Recommandations du GIEC (2003) :

Équation A1-3 pour l'évaluation de la tendance des catégories de sources :

$$T_{x,t} = L_{x,t} \bullet \left| \left[\frac{(E_{x,t} - E_{x,0})}{E_{x,t}} \right] - \left[\frac{(E_t - E_0)}{E_t} \right] \right|$$

où :

- $T_{x,t}$ = contribution de la tendance de la catégorie de sources à la tendance de l'inventaire total (c'est-à-dire l'évaluation de la tendance); la contribution est toujours établie en valeur absolue.

$L_{x,t}$ = évaluation du niveau de la source x au cours de l'année t (obtenue au moyen de l')

Équation A1-1 pour l'évaluation du niveau des catégories de sources :

$E_{x,t}$ et $E_{x,0}$ = estimation des émissions (éq. CO₂) pour la catégorie de source x au cours des années t et 0 , respectivement.
 E_t et E_0 = estimation de l'inventaire total pour les années t et 0 , respectivement.

Équation A1-4 pour l'évaluation de la tendance des catégories de sources et de puits :

$$T_{x,t} = \frac{E_{x,t}^*}{E_t^*} \bullet \left| \left[\frac{(E_{x,t} - E_{x,0})}{E_{x,t}} \right] - \left[\frac{(E_t - E_0)}{E_t} \right] \right|$$

où :

$T_{x,t}$ = contribution de la tendance de la catégorie de sources ou de puits à la tendance de l'inventaire total. L'évaluation de la tendance est toujours établie en valeur absolue.
 $E_{x,t}^*$ = $|E_{x,t}|$ valeur absolue de l'estimation des émissions ou des absorptions (éq. CO₂) pour la catégorie de sources ou de puits x au cours de l'année t .
 E_t^* = $\sum_x |E_{x,t}|$ somme des valeurs absolues des émissions et des absorptions (éq. CO₂) pour l'année t .
 $E_{x,t}$ et $E_{x,0}$ = estimation des émissions (éq. CO₂) pour la catégorie de source x au cours des années t et 0 , respectivement.
 E_t et E_0 = $\sum_x E_{x,t}$ et $\sum_x E_{x,0}$ somme des émissions et des absorptions des catégories de sources et de puits x (éq. CO₂) pour les années t et 0 , respectivement. E_t diffère de E_t^* dans l'Équation A1-2, étant donné que les absorptions ne sont pas indiquées en valeur absolue.

La détermination de catégories clés vise surtout à établir les meilleures pratiques pour établir l'inventaire des GES. Il est crucial de bien regrouper les catégories, non seulement pour tenir compte des sources et des puits réels, mais aussi pour appliquer un processus d'estimation uniforme. Ainsi, bien que les catégories du Cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR) de la CCNUCC fournissent une base pour déterminer les sources et les puits, un certain regroupement des unes et des autres peut se produire quand on emploie les mêmes facteurs d'émission basés sur des hypothèses communes d'estimation. Dans cette analyse, les grandes catégories, comme l'utilisation de combustibles, les émissions fugitives, les procédés industriels, l'agriculture et les déchets sont conformes au CUPR. Au sein de ces catégories, le regroupement de catégories secondaires se produit lorsque les estimations se fondent sur des bases communes : hypothèses sur les coefficients d'émission et données sur les activités. Par exemple, dans la catégorie d'utilisation des combustibles, on combine des émissions provenant des sous-secteurs résidentiel, commercial et agricole.

A1.1.1 Évaluation sommaire

Les catégories clés ont été évaluées, pour l'année d'inventaire 2007, en utilisant les critères du niveau et de la tendance et, pour l'année de référence, en utilisant seulement le critère du niveau.

Il y avait 36 catégories clés de niveau en 1990, alors qu'il y en avait 46 en 2007 pour tous les critères combinés. L'analyse des catégories clés de l'année dernière avait permis d'établir 42 catégories clés, basées sur des critères quantitatifs, pour les émissions de 2006. En général, pour l'analyse des catégories clés de cette année, toutes celles de 1990 ont conservé leur statut en 2007. Les résultats sont présentés au tableau A1-1.

Tableau A1-1 : Sommaire de l'analyse des catégories clés. Inventaire de 2007

Tableau des sources	Catégorie du GIEC	Émissions directes de GES	Catégorie clé (1990-2007)	Critères (1990-2007)
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CH ₄	Non/Non	
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	N ₂ O	Non/Non	
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CH ₄	Non/Non	
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	N ₂ O	Non/Non	
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CH ₄	Non/Non	
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	N ₂ O	Non/Non	
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CH ₄	Non/Non	
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	N ₂ O	Non/Non	
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CO ₂	Oui/Oui	N/N
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CH ₄	Non/Non	
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	N ₂ O	Non/Non	
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CH ₄	Non/Non	
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	N ₂ O	Oui/Oui	N/T
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CH ₄	Non/Non	

Tableau des sources	Catégorie du GIEC	Émissions directes de GES	Catégorie clé (1990-2007)	Critères (1990-2007)
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	N ₂ O	Non/Non	
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CO ₂	Oui/Oui	N/N
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CH ₄	Non/Non	
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	N ₂ O	Non/Non	
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CH ₄	Non/Non	
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	N ₂ O	Non/Oui	T
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CH ₄	Non/Non	
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	N ₂ O	Non/Non	
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CH ₄	Non/Oui	T
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	N ₂ O	Non/Non	
1-B-1-a	Émissions fugitives - Extraction du charbon	CH ₄	Non/Oui	T
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	CO ₂	Non/Non	
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	CH ₄	Oui/Oui	N/N
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	N ₂ O	Non/Non	
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CO ₂	Non/Non	
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CH ₄	Oui/Oui	N/N,T
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CO ₂	Non/Oui	N,T
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CH ₄	Oui/Oui	N/N,T
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	N ₂ O	Non/Non	
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CH ₄	Oui/Oui	N/N,T
1-B-2-c-1-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Industries combinées	CO ₂	Non/Non	
1-B-2-c-1-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Industries combinées	CH ₄	Non/Non	
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	CO ₂	Oui/Oui	N/N
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	CH ₄	Non/Non	
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	N ₂ O	Non/Non	
1-B-2-c-2-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Gaz naturel	CO ₂	Non/Non	

Tableau des sources	Catégorie du GIEC	Émissions directes de GES	Catégorie clé (1990-2007)	Critères (1990-2007)
1-B-2-c-2-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Gaz naturel	CH ₄	Non/Non	
1-B-2-c-2-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Industries combinées	CO ₂	Non/Oui	T
1-B-2-c-2-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Industries combinées	CH ₄	Non/Non	
2-A-1	Procédés industriels - Production de ciment	CO ₂	Oui/Oui	N/N
2-A-2	Procédés industriels - Production de chaux	CO ₂	Non/Oui	T
2-A-3	Procédés industriels - Utilisation de calcaire et de dolomite	CO ₂	Non/Oui	T
2-A-4	Procédés industriels - Production et utilisation de carbonate de sodium	CO ₂	Non/Non	
2-A-7-2	Procédés industriels - Utilisation de magnésite	CO ₂	Non/Non	
2-B-1	Procédés industriels - Production d'ammoniac	CO ₂	Oui/Oui	N/N
2-B-2	Procédés industriels - Production d'acide nitrique	N ₂ O	Non/Non	
2-B-3	Procédés industriels - Production d'acide adipique	N ₂ O	Oui/Oui	N/T
2-C-1	Procédés industriels - Sidérurgie	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	PFC	Oui/Oui	N/T
2-C-4-1	Procédés industriels - Production d'aluminium	SF ₆	Non/Non	
2-C-4-2	Procédés industriels - Production de magnésium	SF ₆	Oui/Oui	N/T
2-C-5	Procédés industriels - Moulage de magnésium	SF ₆	Non/Non	
2-E	Procédés industriels - Production d'halocarbures	HFC	Non/Non	
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	HFC	Non/Oui	N,T
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	PFC	Non/Non	
2-F-8	Procédés industriels - Consommation de SF ₆ pour le matériel électrique	SF ₆	Non/Non	
2-F-7	Procédés industriels - Consommation de SF ₆ pour semi-conducteur	SF ₆	Non/Non	
2-G	Procédés industriels - Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
3-D	Utilisation des solvants et d'autres produits	N ₂ O	Non/Non	
4-A	Agriculture - Fermentation entérique	CH ₄	Oui/Oui	N/N,T
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	CH ₄	Non/Non	
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	N ₂ O	Oui/Oui	N/N
4-D-1	Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	Oui/Oui	N/N,T
4-D-2	Agriculture - Épandage de fumier sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos	N ₂ O	Non/Oui	N
4-D-3	Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	Oui/Oui	N/N,T
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CH ₄	Oui/Oui	N/N,T
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	N ₂ O	Non/Non	
5-A.2	ATCATF - Terres converties en terres forestières	CO ₂	Non/Non	

Tableau des sources	Catégorie du GIEC	Émissions directes de GES	Catégorie clé (1990-2007)	Critères (1990-2007)
5-B.1	ATCATF - Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Non/Oui	N,T
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CH ₄	Non/Non	
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	N ₂ O	Non/Non	
5-D.1	ATCATF - Terres humides dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Non/Non	
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	CO ₂	Oui/Oui	N/T
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	CH ₄	Non/Non	
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	N ₂ O	Non/Non	
5-E.2	ATCATF - Zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	Non/Non	
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CO ₂	Oui/Oui	N/N,T
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CH ₄	Non/Non	
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	N ₂ O	Non/Non	
6-A	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	Oui/Oui	N/N,T
6-B	Déchets - Épuration des eaux usées	CH ₄	Non/Non	
6-B	Déchets - Épuration des eaux usées	N ₂ O	Non/Non	
6-C	Déchets - Incinération des déchets	CO ₂	Non/Non	
6-C	Déchets - Incinération des déchets	CH ₄	Non/Non	
6-C	Déchets - Incinération des déchets	N ₂ O	Non/Non	

A1.2 Tableaux des catégories clés

A1.2.1 Évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF

On trouvera, au Tableau A1-2, la liste et les données des catégories clés de 1990 obtenues par l'évaluation du niveau, avec et sans l'ATCATF et, à la Figure A1-1, l'illustration de la contribution de chaque catégorie clé de 1990 à l'évaluation du niveau.

Tableau A1-2 : Catégories clés de 1990 selon l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990 (kt d'éq. C O ₂)	2007 (kt d'éq. C O ₂)	Évaluation du niveau		Total cumulatif	
					Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	94 923	133 189	0,160	0,133	0,160	0,133
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	94 870	125 138	0,160	0,133	0,321	0,267
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-82 942	29 688	S.O.	0,117	S.O.	0,383
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CO ₂	68 760	78 223	0,116	0,097	0,437	0,480
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	62 488	71 783	0,106	0,088	0,542	0,568
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	33 823	49 188	0,057	0,048	0,600	0,615
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CO ₂	19 768	29 499	0,033	0,028	0,633	0,643
6-A	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	17 720	20 200	0,030	0,025	0,663	0,668
4-A	Agriculture - Fermentation entérique	CH ₄	16 929	22 637	0,029	0,024	0,692	0,692
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CO ₂	15 613	18 287	0,026	0,022	0,718	0,714
4-D-1	Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	13 868	14 684	0,023	0,019	0,741	0,733
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CO ₂	13 627	7 283	S.O.	0,019	S.O.	0,752
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CH ₄	12 876	21 189	0,022	0,018	0,763	0,770
2-B-3	Procédés industriels - Production d'acide adipique	N ₂ O	10 718	1 491	0,018	0,015	0,781	0,785
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CH ₄	9 937	16 465	0,017	0,014	0,798	0,799
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CO ₂	9 499	7 849	S.O.	0,013	S.O.	0,813
4-D-3	Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	9 064	10 633	0,015	0,013	0,813	0,825
2-G	Procédés industriels - Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	8 030	13 096	0,014	0,011	0,827	0,837
2-C-1	Procédés industriels - Sidérurgie	CO ₂	7 060	6 033	0,012	0,010	0,839	0,847
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CO ₂	6 652	9 519	0,011	0,009	0,850	0,856
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	PFC	6 539	2 184	0,011	0,009	0,861	0,865
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CO ₂	6 182	7 595	0,010	0,009	0,872	0,874
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CO ₂	6 159	6 012	0,010	0,009	0,882	0,883

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990 (kt d'éq. C O ₂)	2007 (kt d'éq. C O ₂)	Évaluation du niveau		Total cumulatif	
					Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF
2-A-1	Procédés industriels - Production de ciment	CO ₂	5 436	7 253	0,009	0,008	0,891	0,890
2-B-1	Procédés industriels - Production d'ammoniac	CO ₂	4 994	6 240	0,008	0,007	0,900	0,897
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CO ₂	4 693	5 741	0,008	0,007	0,908	0,904
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CO ₂	4 173	6 457	0,007	0,006	0,915	0,910
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	CH ₄	4 055	5 566	0,007	0,006	0,921	0,915
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	CO ₂	3 718	766	S.O.	0,005	S.O.	0,921
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	N ₂ O	3 547	4 791	0,006	0,005	0,927	0,926
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CH ₄	3 351	5 936	S.O.	0,005	S.O.	0,930
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	CO ₂	3 311	3 708	0,006	0,005	0,933	0,935
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	N ₂ O	3 200	3 307	0,005	0,004	0,938	0,939
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CH ₄	3 198	4 687	0,005	0,004	0,944	0,944
2-C-4-2	Procédés industriels - Production de magnésium	SF ₆	2 870	325	0,005	0,004	0,949	0,948
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	CO ₂	2 715	5 097	0,005	0,004	0,953	0,952

Note : S.O. = Sans objet

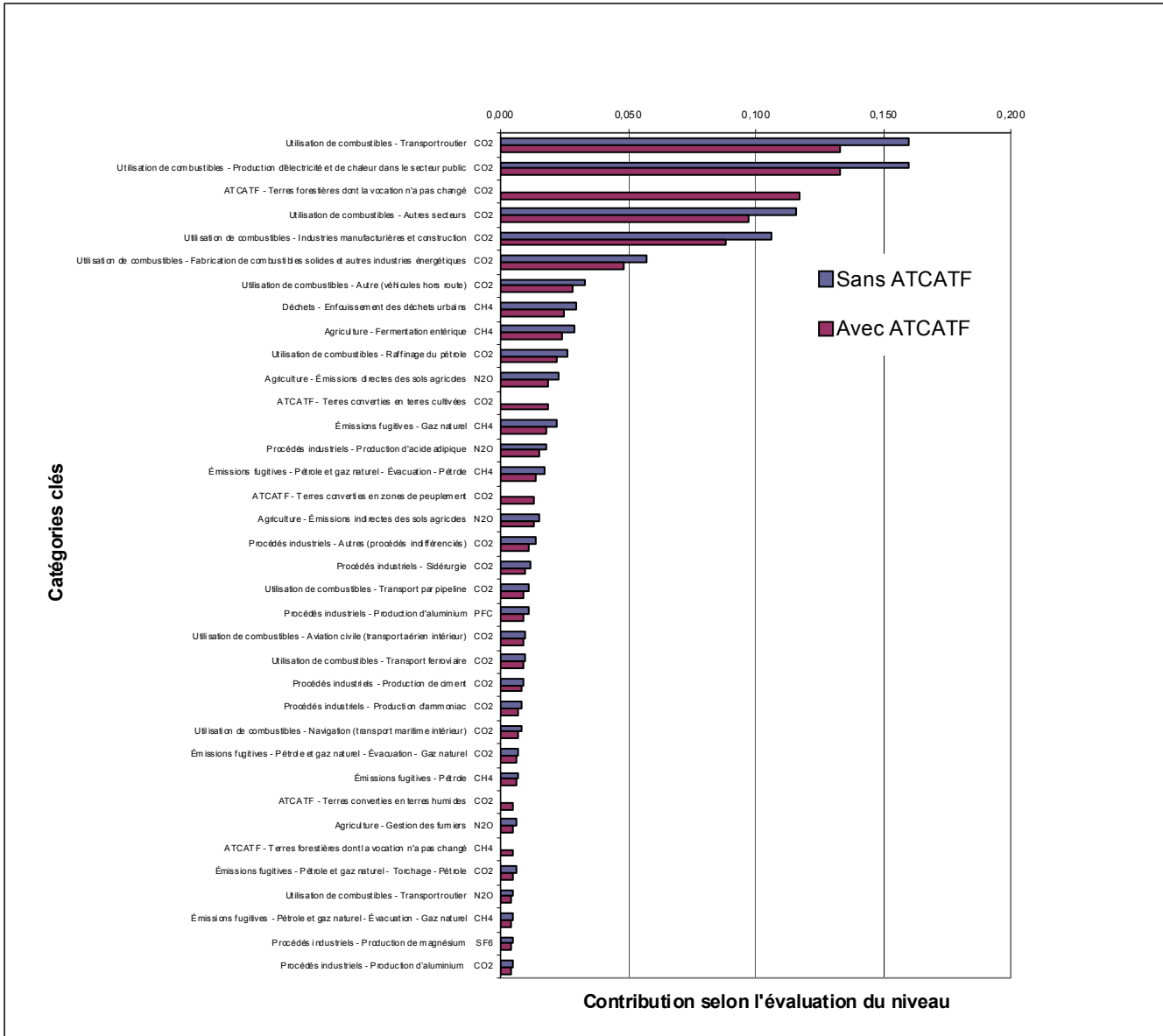


Figure A1-1 : Contributions des catégories clés de 1990 à l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF

On trouvera, au Tableau A1-3, la liste et les données des catégories clés de 2007 obtenues par l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF et, à la Figure A1-2, l'illustration de la contribution des catégories clés de 2007 à l'évaluation de la tendance.

Tableau A1-3 : Catégories clés de 2007 selon l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990	2007	Évaluation du niveau		Total cumulatif	
			(kt d'éq. CO ₂)	(kt d'éq. CO ₂)	Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	94 923	133 189	0,178	0,163	0,178	0,163
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	94 870	125 138	0,168	0,153	0,346	0,316
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CO ₂	68 760	78 223	0,105	0,096	0,451	0,412
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	62 488	71 783	0,096	0,088	0,547	0,500
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	33 823	49 188	0,066	0,060	0,612	0,560
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-82 942	29 688	S.O.	0,036	S.O.	0,597
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CO ₂	19 768	29 499	0,039	0,036	0,652	0,633
4-A	Agriculture - Fermentation entérique	CH ₄	16 929	22 637	0,030	0,028	0,682	0,660
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CH ₄	12 876	21 189	0,028	0,026	0,711	0,686
6-A	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	17 720	20 200	0,027	0,025	0,738	0,711
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CO ₂	15 613	18 287	0,024	0,022	0,762	0,734
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CH ₄	9 937	16 465	0,022	0,020	0,784	0,754
4-D-1	Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	13 868	14 684	0,020	0,018	0,804	0,772
2-G	Procédés industriels - Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	8 030	13 096	0,018	0,016	0,821	0,788
5-B.1	ATCATF - Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-1 432	-10 928	S.O.	0,013	S.O.	0,801
4-D-3	Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	9 064	10 633	0,014	0,013	0,836	0,814
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CO ₂	6 652	9 519	0,013	0,012	0,848	0,826
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CO ₂	9 499	7 849	S.O.	0,010	S.O.	0,835
1-A-3-a	Utilisation de combustibles - Aviation civile (transport aérien intérieur)	CO ₂	6 182	7 595	0,010	0,009	0,858	0,845
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CO ₂	13 627	7 283	S.O.	0,009	S.O.	0,854
2-A-1	Procédés industriels - Production de ciment	CO ₂	5 436	7 253	0,010	0,009	0,868	0,863
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CO ₂	4 173	6 457	0,009	0,008	0,877	0,870

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990	2007	Évaluation du niveau		Total cumulatif	
			(kt d'éq. CO ₂)	(kt d'éq. CO ₂)	Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF
2-B-1	Procédés industriels - Production d'ammoniac	CO ₂	4 994	6 240	0,008	0,008	0,885	0,878
2-C-1	Procédés industriels - Sidérurgie	CO ₂	7 060	6 033	0,008	0,007	0,893	0,885
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CO ₂	6 159	6 012	0,008	0,007	0,901	0,893
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CH ₄	3 351	5 936	S.O.	0,007	S.O.	0,900
1-A-3-d	Utilisation de combustibles - Navigation (transport maritime intérieur)	CO ₂	4 693	5 741	0,008	0,007	0,909	0,907
1-B-2-a	Émissions fugitives - Pétrole	CH ₄	4 055	5 566	0,007	0,007	0,916	0,914
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	CO ₂	2 715	5 097	0,007	0,006	0,923	0,920
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	HFC	0	4 939	0,007	0,006	0,930	0,926
4-B	Agriculture - Gestion des fumiers	N ₂ O	3 547	4 791	0,006	0,006	0,936	0,932
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CH ₄	3 198	4 687	0,006	0,006	0,943	0,938
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CO ₂	1 917	4 004	0,005	0,005	0,948	0,943
4-D-2	Agriculture - Épandage de fumier sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos	N ₂ O	2 612	3 895	0,005	0,005	0,953	0,947
1-B-2-c-2-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Pétrole	CO ₂	3 311	3 708	S.O.	0,005	S.O.	0,952

Note : S.O. = Sans objet

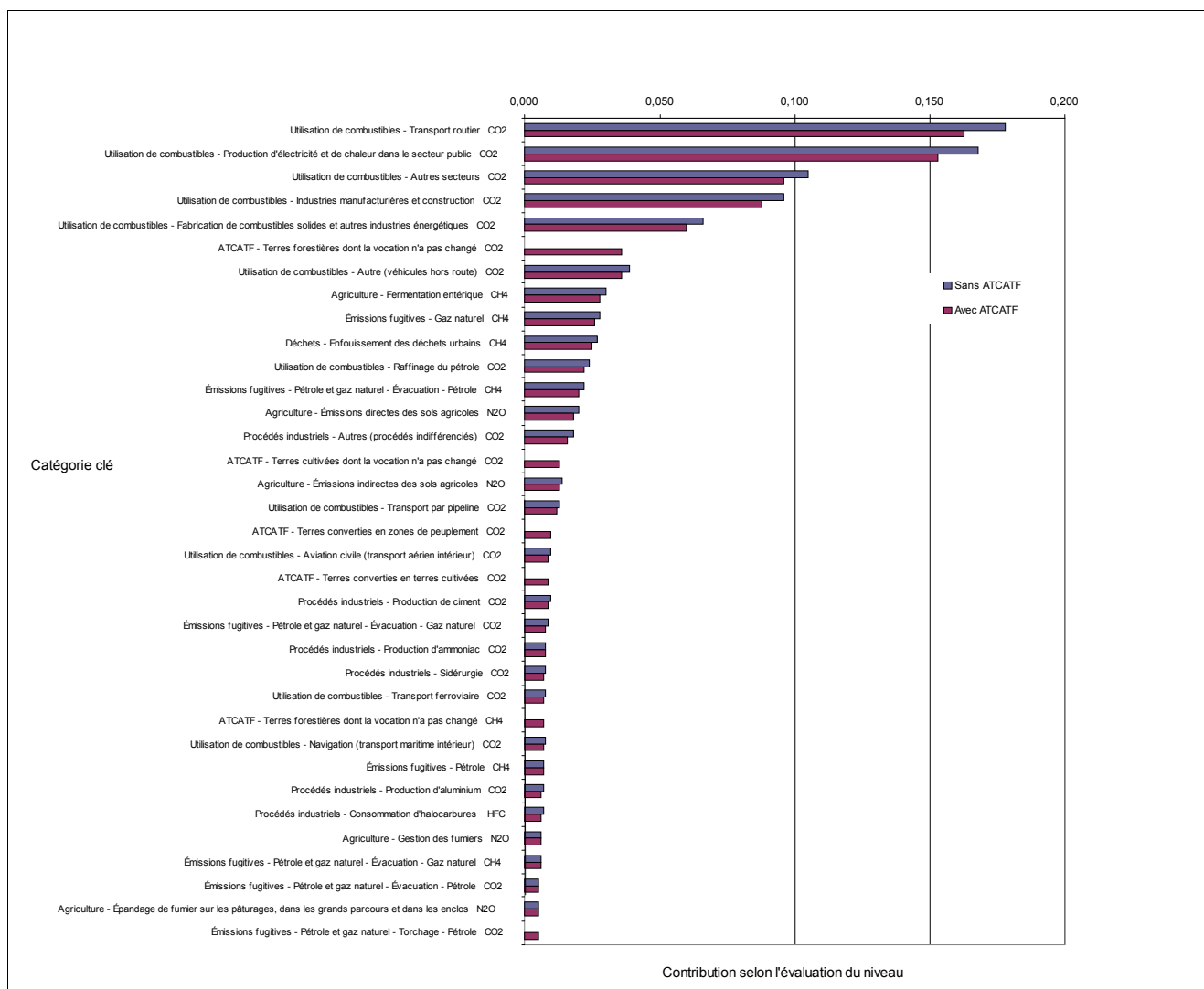


Figure A1-2 : Contributions des catégories clés de 2007 à l'évaluation du niveau avec et sans l'ATCATF

A1.2.2 Évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF

On trouvera, au Tableau A1-4, la liste et les données des catégories clés obtenues par l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF et, à la Figure A1-3, l'illustration de la contribution des catégories clés à l'évaluation de la tendance.

Intégrer le secteur de l'ATCATF dans l'évaluation du niveau ajoute de nouvelles catégories clés sans modifier grandement les contributions relatives des différentes catégories. Cependant, l'intégration du secteur de l'ATCATF dans l'évaluation de la tendance modifie considérablement la tendance générale, ce qui entraîne une redistribution du classement des catégories clés. Une catégorie de l'ATCATF, Terres forestières dont la vocation n'a pas changé, contribue à presque 50 % de la tendance générale. L'évaluation de la tendance sans l'ATCATF définit 32 catégories clés, alors que la même analyse avec l'ATCATF génère moins de catégories (30), même si 6 nouvelles catégories sont établies dans le secteur de l'ATCATF. La liste finale comprend toutes les catégories déterminées comme « clés » dans l'une ou l'autre des analyses.

Tableau A1-4 : Catégories clés selon l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990(kt d'éq. CO ₂)	2007 (kt d'éq. CO ₂)	Évaluation de la tendance		Contribution à la tendance		Total cumulatif	
					Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCA TF	Avec ATCA TF
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-82 942	29 688	S.O.	0,1304	S.O.	0,4794	S.O.	0,4794
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	CO ₂	94 923	133 189	0,0142	0,0130	0,1164	0,0477	0,1164	0,5271
2-B-3	Procédés industriels - Production d'acide adipique	N ₂ O	10 718	1 491	0,0128	0,0117	0,1049	0,0429	0,2213	0,5700
5-B.2	ATCATF - Terres converties en terres cultivées	CO ₂	13 627	7 283	S.O.	0,0096	S.O.	0,0354	S.O.	0,6054
5-B.1	ATCATF - Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé	CO ₂	-1 432	-10 928	S.O.	0,0088	S.O.	0,0325	S.O.	0,6380
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CO ₂	68 760	78 223	0,0091	0,0083	0,0747	0,0306	0,2961	0,6686
1-A-2	Utilisation de combustibles - Industries manufacturières et construction	CO ₂	62 488	71 783	0,0075	0,0069	0,0618	0,0253	0,3579	0,6939
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	PFC	6 539	2 184	0,0064	0,0059	0,0529	0,0217	0,4108	0,7155
1-A-1-c	Utilisation de combustibles - Production de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	33 823	49 188	0,0069	0,0063	0,0566	0,0232	0,4674	0,7387
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	CO ₂	19 768	29 499	0,0048	0,0044	0,0396	0,0162	0,5070	0,7549
1-A-1-a	Utilisation de combustibles - Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	94 870	125 138	0,0057	0,0052	0,0469	0,0192	0,5538	0,7741
1-B-2-b	Émissions fugitives - Gaz naturel	CH ₄	12 876	21 189	0,0052	0,0048	0,0430	0,0176	0,5968	0,7917
2-F	Procédés industriels - Consommation d'halocarbures	HFC	0	4 939	0,0052	0,0048	0,0430	0,0176	0,6399	0,8093

ANNEXE 1

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990(kt d'éq. CO ₂)	2007 (kt d'éq. CO ₂)	Évaluation de la tendance		Contribution à la tendance		Total cumulatif	
					Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCA TF	Avec ATCA TF
1-A-1-b	Utilisation de combustibles - Raffinage du pétrole	CO ₂	15 613	18 287	0,0015	0,0014	0,0124	0,0051	0,6523	0,8144
5-E.2	ATCATF - Terres converties en zones de peuplement	CO ₂	9 499	7 849	S.O.	0,0040	S.O.	0,0148	S.O.	0,8292
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CH ₄	9 937	16 465	0,0042	0,0038	0,0342	0,0140	0,6864	0,8432
5-D.2	ATCATF - Terres converties en terres humides	CO ₂	3 718	766	S.O.	0,0038	S.O.	0,0140	S.O.	0,8572
2-C-4-2	Procédés industriels - Production de magnésium	SF ₆	2 870	325	0,0035	0,0032	0,0287	0,0118	0,7152	0,8690
2-G	Procédés industriels - Autres (procédés indifférenciés)	CO ₂	8 030	13 096	0,0031	0,0029	0,0258	0,0106	0,7410	0,8795
2-C-1	Procédés industriels - Sidérurgie	CO ₂	7 060	6 033	0,0031	0,0028	0,0251	0,0103	0,7661	0,8898
4-D-1	Agriculture - Émissions directes des sols agricoles	N ₂ O	13 868	14 684	0,0030	0,0027	0,0246	0,0101	0,7907	0,8999
5-A.1	ATCATF - Terres forestières dont la vocation n'a pas changé	CH ₄	3 351	5 936	S.O.	0,0017	S.O.	0,0061	S.O.	0,9059
1-A-3-c	Utilisation de combustibles - Transport ferroviaire	CO ₂	6 159	6 012	0,0019	0,0017	0,0154	0,0063	0,8060	0,9122
6-A	Déchets - Enfouissement des déchets urbains	CH ₄	17 720	20 200	0,0023	0,0021	0,0189	0,0077	0,8249	0,9200
2-C-3	Procédés industriels - Production d'aluminium	CO ₂	2 715	5 097	0,0018	0,0016	0,0146	0,0060	0,8395	0,9259
1-B-1-a	Émissions fugitives - Extraction du charbon	CH ₄	1 914	764	0,0018	0,0016	0,0144	0,0059	0,8539	0,9318
1-B-2-c-1-1	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Pétrole	CO ₂	1 917	4 004	0,0017	0,0015	0,0138	0,0057	0,8677	0,9375
4-A	Agriculture - Fermentation entérique	CH ₄	16 929	22 637	0,0013	0,0012	0,0110	0,0045	0,8787	0,9420
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CO ₂	4 173	6 457	0,0013	0,0012	0,0104	0,0042	0,8891	0,9462

Tableau des sources	Catégorie de source du GIEC	Émissions directes GES	1990(ktonnes d'éq. CO ₂)	2007 (ktonnes d'éq. CO ₂)	Évaluation de la tendance		Contribution à la tendance		Total cumulatif	
					Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF	Sans ATCATF	Avec ATCATF
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Transport par pipeline	CO ₂	6 652	9 519	0,0012	0,0011	0,0098	0,0040	0,8989	0,9502
4-D-3	Agriculture - Émissions indirectes des sols agricoles	N ₂ O	9 064	10 633	0,0009	S.O.	0,0070	S.O.	0,9059	S.O.
1-A-3-b	Utilisation de combustibles - Transport routier	N ₂ O	3 200	3 307	0,0008	S.O.	0,0064	S.O.	0,9123	S.O.
1-A-3-e	Utilisation de combustibles - Autre (véhicules hors route)	N ₂ O	1 752	2 917	0,0007	S.O.	0,0062	S.O.	0,9184	S.O.
1-A-4	Utilisation de combustibles - Autres secteurs	CH ₄	2 117	1 969	0,0007	S.O.	0,0061	S.O.	0,9246	S.O.
1-B-2-c-1-2	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Évacuation - Gaz naturel	CH ₄	3 198	4 687	0,0007	S.O.	0,0057	S.O.	0,9302	S.O.
1-B-2-c-2-3	Émissions fugitives - Pétrole et gaz naturel - Torchage - Industries combinées	CO ₂	275	1 008	0,0007	S.O.	0,0058	S.O.	0,9360	S.O.
2-A-2	Procédés industriels - Production de chaux	CO ₂	1 760	1 589	0,0007	S.O.	0,0055	S.O.	0,9415	S.O.
2-A-3	Procédés industriels - Utilisation de calcaire et de dolomite	CO ₂	734	303	0,0007	S.O.	0,0054	S.O.	0,9469	S.O.

Note : S.O. = Sans objet

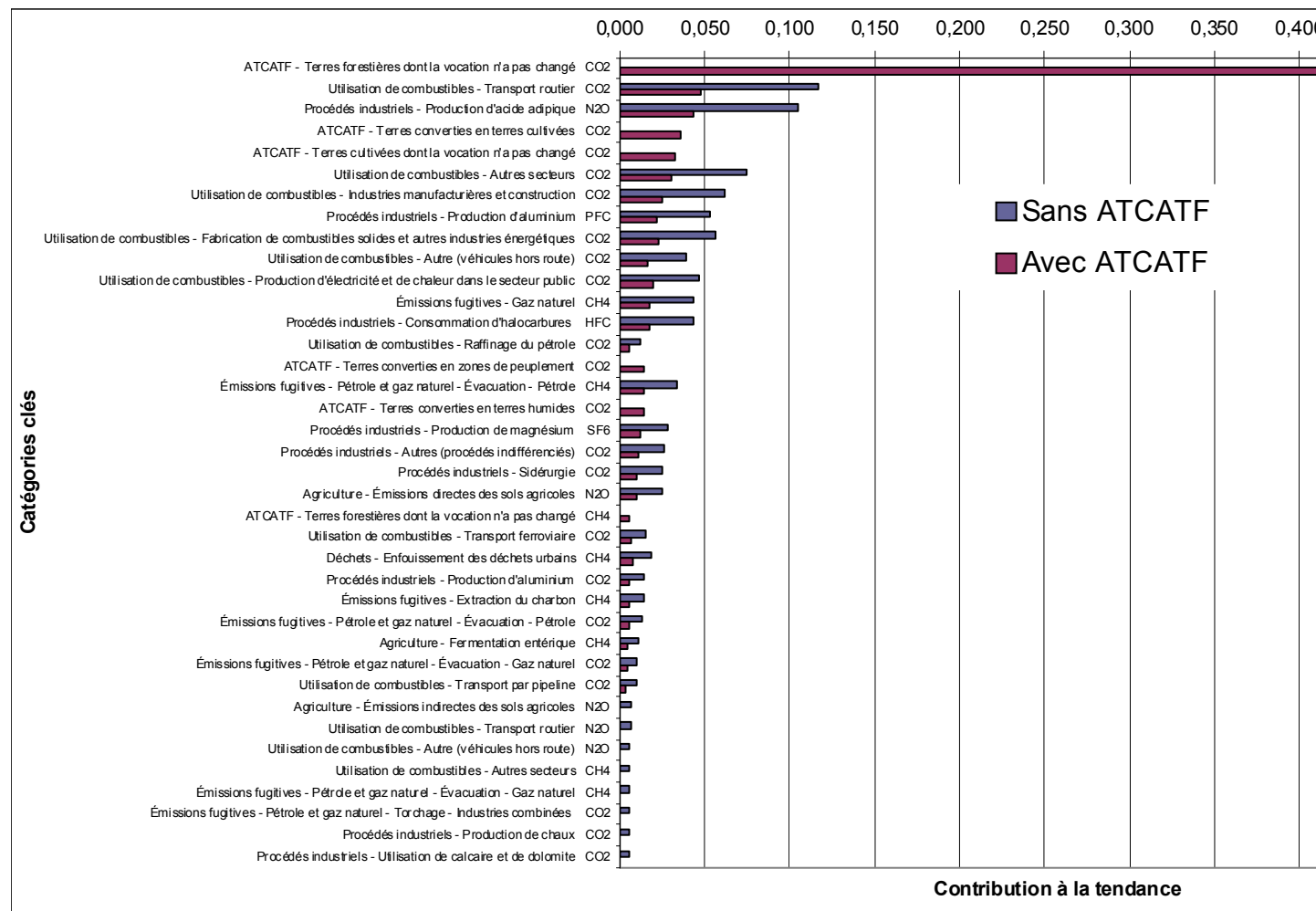


Figure A1-3 : Contributions des catégories clés à l'évaluation de la tendance avec et sans l'ATCATF

Annexe 2 Méthodologie et données employées pour estimer les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles

La présente annexe donne un aperçu de la méthodologie, des données sur les activités et des coefficients d'émission utilisés pour estimer les émissions de dioxyde de carbone (CO₂), de méthane (CH₄) et d'oxyde de diazote (N₂O) issues de l'utilisation de combustibles dans le secteur de l'énergie. Des précisions d'ordre méthodologique et une description des améliorations apportées à la méthode générale se trouvent par ailleurs à la section A2.4.1 (Combustion par les sources fixes) et à la section A2.4.2 (Transports).

A2.1 Méthodologie

En général, on utilise une méthode descendante conforme à l'approche sectorielle de niveau 2 et de niveau 3 des Lignes directrices révisées du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 1996 (GIEC/OCDE/AIE 1997) pour estimer les émissions de gaz à effet de serre (GES) dues à la combustion à partir des coefficients d'émission propres au pays et de la quantité de combustibles consommés au sein de la catégorie de sources. Comme l'illustre l'Équation A2-1 on multiplie la quantité de combustible déclarée à l'échelon national ou provincial pour chaque catégorie de sources par un coefficient d'émission donné. Il est question des améliorations et des variantes apportées à la méthode générale d'estimation des émissions de combustion dans les sections de l'annexe portant sur la combustion fixe et les transports (sections A2.4.1 et A2.4.2, respectivement). Ces améliorations visent à mieux évaluer et répartir les émissions associées à chaque catégorie de sources lorsqu'on dispose de précisions ou de paramètres supplémentaires. Par ailleurs, des questions méthodologiques particulières sont présentées dans le chapitre du rapport consacré à l'énergie (chapitre 3).

Équation A2-1 : Équation générale de calcul des émissions de combustion

$$E_{\text{Catégorie,G}} = CC_{\text{F,R}} \times CE_{\text{G,F,R,T}}$$

Où :

- $E_{\text{Catégorie,G}}$ = quantité d'émissions (E) de gaz à effet de serre par catégorie de sources (Catégorie) et par gaz (G).
- $CC_{\text{F,R}}$ = quantité de combustible consommé (en unités physiques comme le kilo, le litre ou le m³), par type de combustibles (c.-à-d. le gaz naturel, le charbon subbitumineux, le kérosène, etc.) et par région (R).
- $CE_{\text{G,F,R,T}}$ = coefficient d'émission (CE) propre au pays (en unités physiques) par gaz à effet de serre (G), par type de combustible (F), par région (R) (quand l'information est disponible) et par technologie [T] (pour les coefficients d'émission des autres gaz que le CO₂)

On utilise surtout des bases relationnelles avec les modèles de calcul des sources fixes et des transports pour traiter les données sur les activités et les coefficients d'émission établis au degré de précision national et provincial afin d'estimer les émissions de GES (Figure 2-1). Le bilan énergétique national est calculé par Statistique Canada. Les données sur la consommation et

l'écoulement de combustibles, sur lesquelles repose le bilan énergétique national, qui sont déclarées à Statistique Canada par les secteurs de la production et de la consommation sont exprimées en unités physiques plutôt que sous forme d'unités énergétiques, car on estime que les unités physiques sont plus précises. Les coefficients d'émission propres au pays utilisés sont exprimés en unités physiques afin de réduire au minimum le nombre de facteurs de conversion supplémentaires requis et ainsi limiter l'incertitude associée à l'estimation. Afin de réduire encore davantage cette incertitude, lorsqu'on disposait de coefficients d'émission plus précis à l'échelle régionale, on a utilisé ces données régionales de préférence aux valeurs nationales (p. ex. pour les coefficients d'émission de charbon et de gaz naturel, on peut ainsi tenir compte de la teneur en carbone variable de ce combustible dans diverses régions). Les différences relatives aux technologies de combustion sont prises en compte par les coefficients d'émission des gaz autres que le CO₂.

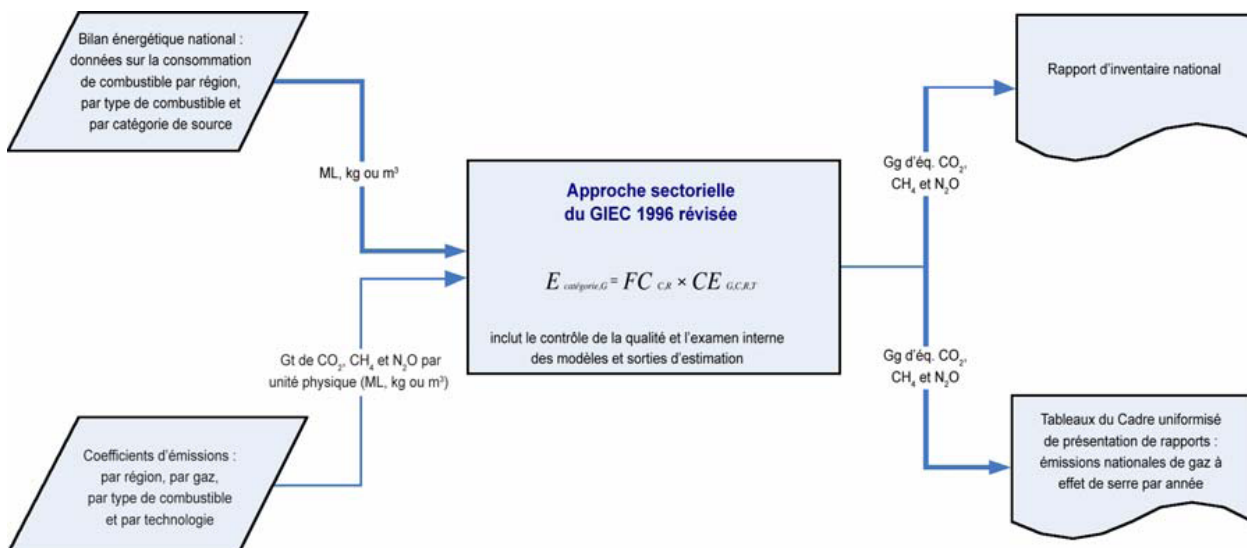


Figure A2-1: Schéma de la procédure d'estimation des émissions de GES

A2.2 Données sur les activités – Statistique Canada

Le Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (BDEEC, Statistique Canada, n° 57-003) constitue la principale source de données sur les combustibles fossiles et l'énergie utilisée pour estimer les émissions dues à la combustion. Le BDEEC utilise une démarche descendante pour évaluer l'offre et la demande en matière d'énergie au Canada. La production canadienne de combustibles est comparée à la consommation de combustibles en fonction de grandes catégories comme les importations-exportations, la consommation par le producteur, le secteur industriel, le secteur résidentiel, etc. Les données sur la consommation industrielle d'énergie sont ventilées selon les différentes branches d'activité correspondant aux codes de la Classification type des industries (CTI).

Bien que le BDEEC fournisse également des estimations sur la consommation de combustibles à l'échelle provinciale, ces données ne sont pas aussi précises qu'à l'échelle nationale. Statistique Canada recueille habituellement les données du Bulletin sur les combustibles auprès des fournisseurs d'énergie, des ministères provinciaux responsables de l'Énergie et de certains utilisateurs de l'énergie. La précision des données sur les utilisateurs sectoriels finaux est moindre que celle sur l'offre totale d'énergie. Par conséquent, les estimations totales d'émissions pour le Canada sont connues avec plus de certitude que celles provenant de catégories spécifiques. Depuis 1995, Statistique Canada recueille des données sur la consommation énergétique auprès d'utilisateurs finaux, au moyen de l'Enquête annuelle sur la consommation industrielle d'énergie. Cette approche ascendante pour estimer la consommation industrielle (par opposition à l'approche descendante employée pour le BDEEC) pourra fournir de l'information plus précise par secteur pour les inventaires des années à venir. On trouvera à la section A4.3 - Bilan énergétique national de l'annexe 4 des précisions sur l'élaboration de l'ensemble de données du BDEEC et de cette enquête, notamment sur les activités de Statistique Canada en matière de contrôle et d'assurance de la qualité.

Les modèles de combustion et de transport utilisent la quantité de combustibles fossiles consommée en unités physiques plutôt qu'en unités énergétiques, étant donné que c'est sous cette forme que les installations déclarent leurs données à Statistique Canada conformément à la *Loi sur la statistique*. Les quantités d'énergie fossile consommées sont également présentées en unités de pouvoir calorifique supérieur; on estime cependant que ces valeurs sont moins précises étant donné que Statistique Canada a utilisé, dans la plupart des cas, des facteurs de conversion énergétique constants propres à chaque type de combustible (de 1990 à 1997 et de 1998 à aujourd'hui). L'exception à cette approche est la quantité de gaz de distillation déclarée dans le BDEEC. Les unités physiques sont rétrocalculées à partir des valeurs énergétiques déclarées, parce que les quantités volumétriques des gaz de distillation consommés par les raffineries ou les usines de valorisation, telles que déclarées dans le BDEEC, sont fondées sur l'état liquide et le coefficient d'émission des gaz de distillation, sur l'état gazeux. La seule autre exception est le combustible résiduaire, dont les données fournies par l'Association canadienne du ciment ne sont présentées qu'en unités énergétiques.

Les sources de données autres que Statistique Canada utilisées pour les modèles de calcul des émissions dues à la combustion ou au transport sont indiquées dans les discussions sur les méthodes particulières employées, comme l'information sur les quantités de gaz d'enfouissement, la consommation de combustible résiduaire et le parc de véhicules (sections A2.4.1 et A2.4.2).

A2.3 Coefficients d'émission des modèles de combustion

On trouvera à l'annexe 12 une description des coefficients d'émission utilisés pour estimer les émissions au moyen des modèles actuels de combustion fossile. Les coefficients ci-dessous s'appliquent en général :

Combustibles de gaz naturel : les coefficients d'émission pour le CO₂ varient selon la source de gaz naturel et selon s'il s'agit de gaz naturel marchand ou non marchand (gaz naturel non traité pour consommation sur place par des producteurs de gaz naturel). Les coefficients d'émission sont donc attribués à différentes provinces selon la source et la qualité du gaz naturel. Les coefficients d'émission pour le CH₄ et le N₂O varient selon la technologie de combustion.

Combustibles de produits pétroliers raffinés : Les coefficients d'émission varient selon le type de combustible et la technologie de combustion.

Combustibles du charbon : Les coefficients d'émission pour le CO₂ varient selon les propriétés du charbon, de sorte qu'ils sont attribués à différentes provinces selon les origines du charbon employé. Les coefficients d'émission pour le CH₄ et le N₂O varient selon la technologie de combustion.

A2.3.1 Coefficients d'émission pour le CO₂

Les émissions de CO₂ attribuables à l'usage de combustibles dépendent de la quantité de combustible brûlée, de sa teneur en carbone ainsi que de la valeur par défaut de la fraction du combustible oxydée tirée du document du GIEC. Il est question de la base des calculs relative au coefficient d'émission de CO₂ dans le rapport intitulé *Fossil Fuel and Derivative Factors* (McCann, 2000) ainsi que dans des publications d'inventaires antérieures (p. ex. Jaques, 1992). Le rapport de McCann (2000) décrit les méthodes utilisées pour déterminer les propriétés des combustibles, telles que la teneur en carbone, la densité et le pouvoir calorifique, d'après des normes d'essais industriels approuvées, telles que les normes de l'American Society for Testing and Material (ASTM) et celles de l'Office des normes générales du Canada (ONGC). Voir l'annexe 12 pour un complément d'information détaillée sur les coefficients d'émission. On tient compte, dans une certaine mesure, à la fois des hydrocarbures et des particules formés pendant la combustion, mais les émissions de CO figurent dans les estimations d'émissions de CO₂. On présume que le CO de l'atmosphère subit une oxydation complète pour se transformer en CO₂, peu après la combustion (c'est-à-dire de 5 à 20 semaines après le rejet).

Comme nous l'avons mentionné, les coefficients d'émission utilisés pour l'inventaire national des gaz à effet de serre du Canada se basent sur la quantité physique de combustible brûlé, plutôt que sur sa teneur énergétique, à l'exception du coefficient d'émission applicable aux combustibles résiduels qui est fondé sur la teneur énergétique, parce que les données fournies par l'Association canadienne du ciment (ACC) sont exprimées en unités énergétiques. Les facteurs employés pour évaluer les émissions diffèrent selon le type de combustible utilisé et, dans le cas des émissions de N₂O et de CH₄, selon la technologie de combustion utilisée.

A2.3.2 Coefficients d'émission pour les GES autres que le CO₂

Les coefficients d'émission correspondant à tous les GES autres que le CO₂ et provenant d'activités de combustion varient plus ou moins selon :

- (a) le type de combustible;
 - la technologie;
 - les conditions d'utilisation;
 - l'entretien et l'âge de la technologie.

Pendant la combustion des combustibles à base de carbone, une faible partie demeure non oxydée sous forme de CH₄. Des recherches supplémentaires s'imposent pour mieux établir les coefficients d'émission de CH₄ dans le cas de nombreux procédés de combustion. Les facteurs applicables à l'ensemble sont élaborés d'après des fractionnements typiques de la technologie et les coefficients d'émission disponibles pour le secteur. Dans plusieurs secteurs, on ignore quels sont les coefficients d'émission de CH₄.

Pendant la combustion, une partie de l'azote du combustible et de l'air s'oxyde en N₂O. La production de N₂O dépend de la température de combustion et de la technologie antipollution utilisée. Des recherches supplémentaires seront nécessaires pour mieux établir les coefficients

d'émission de N₂O relatifs à de nombreux procédés de combustion. Les facteurs applicables à l'ensemble sont élaborés d'après les technologies typiques et les coefficients d'émission disponibles dans chaque cas. Pour plusieurs secteurs, les coefficients d'émission de N₂O sont inconnus. Ceux des gaz autres que le CO₂ présentés dans cet inventaire figurent à l'annexe 12.

A2.3.3 Biomasse

Conformément aux exigences de la Convention –cadre des Nations Unies sur les changements climatiques, (CCNUCC), les émissions de CO₂ dues aux biocombustibles (y compris les gaz d'enfouissement) ne sont pas incluses dans le total du secteur de l'énergie. Les émissions de CO₂ issues de la combustion de la biomasse sont plutôt comptabilisées dans le secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie (ATCATF) sous forme de perte de stocks de biomasse (forêts). Le CO₂ produit par la combustion de la biomasse à des fins énergétiques n'est indiqué qu'à titre informatif dans une note figurant dans un tableau suivant le cadre uniformisé de présentation des rapports (CUPR) de la CCNUCC. Les émissions de CH₄ et de N₂O provenant de la combustion de la biomasse sont déclarées dans le secteur de l'énergie, selon les sous-secteurs appropriés, et inclus dans les totaux établis pour l'inventaire.

A2.4 Méthodologie pour la combustion fixe et le transport

A2.4.1 Combustion par les sources fixes

La méthodologie employée pour estimer les émissions de GES produites par les sources de combustion fixes est conforme à la méthode sectorielle de niveau 2 du GIEC et aux directives sur les coefficients d'émission propres aux pays présentées dans les Lignes directrices révisées du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 1996 (GIEC 1997). La méthodologie et les émissions de SF₆ issues du transport de l'électricité produite (catégorie 1.A.1.a) sont prises en compte dans le secteur des procédés industriels.

Les émissions sont calculées à partir des données sur les activités déclarées à l'échelon national, sauf lorsqu'on dispose de coefficients d'émission à l'échelon des provinces ou territoires. À ce moment, les émissions provinciales-territoriales sont alors additionnées pour donner le total national.

On trouvera au Tableau A2-1 une ventilation par catégorie de sources des modalités d'application des données sur les activités et des coefficients d'émission. Il y est également question des hypothèses sur lesquelles se fondent les méthodes de calcul des émissions pour les sous-secteurs suivants :

- (b) Production d'électricité et de vapeur;
 - Industries des combustibles fossiles
 - Industries manufacturières et construction;
 - Autres secteurs;
- (c) Pipelines.

On trouvera des précisions sur des catégories de sources particulières dans les notes accompagnant le Tableau A2-1. La complexité du modèle de combustion fixe tient à la difficulté d'allouer et de ventiler les données présentées dans le BDEEC annuel en respectant le cadre uniformisé de présentation de la CCNUCC. Les émissions sont estimées uniquement au moyen de l'Équation A2-1 conformément à la méthode de niveau 2 du GIEC.

Le Tableau A2-1 présente la méthodologie et les coefficients d'émission utilisés pour les différents types de combustibles énumérés au Tableau A2-2. Les combustibles fossiles ont été regroupés selon leur état physique au point de consommation (c.-à-d. solide, liquide et gazeux, sauf pour la biomasse). Ainsi, les gaz naturels liquides (GNL) comme le propane, l'éthane et le butane appartiennent à la catégorie des combustibles gazeux alors que le coke de pétrole est classé dans les combustibles solides.

Tableau A2-1: Méthodologie pour estimer les GES attribuables à la combustion fixe

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.1.a.i Production d'électricité - secteur public	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 10 - Transformé en d'autres combustibles : électricité - par les services publics	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd, essence à moteur, carburant diesel, essence d'aviation, carburacteur	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 10 - Transformé en d'autres combustibles : électricité - par les services publics	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 10 - Transformé en autres combustibles : électricité - par les services publics	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.1.a.ii Production d'électricité - Industrie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 11 - Transformé en d'autres combustibles : électricité - par l'industrie	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd, essence à moteur, carburant diesel, essence d'aviation, carburacteur	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 11 - Transformé en d'autres combustibles : électricité - par l'industrie	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 11 - Transformé en d'autres combustibles : électricité - par l'industrie	Les émissions totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.1.a.iii Production de chaleur et de vapeur	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 14 - Transformé en d'autres combustibles : production de vapeur	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 14 - Transformé en d'autres combustibles : production de vapeur	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. L'essence à moteur, le carburant diesel, l'essence d'aviation et le carburéacteur ne sont pas inclus dans ce sous-secteur parce qu'aucune donnée n'apparaît au tableau.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 14 - Transformé en d'autres combustibles : production de vapeur	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse Gaz d'enfouissement	Utilisation des gaz d'enfouissement fournis par le secteur des déchets	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le secteur des déchets. Les émissions de CO ₂ ne sont pas comprises dans les totaux nationaux mais déclarées comme postes pour mémoire dans le tableau du CUPR.
1.A.1.b. Raffinage du pétrole (secteurs amont et aval de l'industrie pétrolière et gazière)	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 25 - Raffinage du pétrole Tableau 21 - Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC MOINS les quantités utilisées par les usines de valorisation du bitume naturel qui sont déclarées dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles liquides kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd, essence à moteur, carburant diesel, essence d'aviation, carburacteur	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 25 - Raffinage du pétrole Données sur le torchage du pétrole issues du modèle des émissions fugitives	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC MOINS les émissions liées au torchage. Les données sur les activités déclarées dans le BDEEC incluent la quantité de combustible utilisée pour le torchage. Les émissions de CO ₂ et de CH ₄ issues du torchage sont considérées comme des émissions fugitives conformément aux lignes directrices du GIEC; ces émissions fugitives et les quantités de combustibles utilisées sont donc soustraites des estimations et de la valeur indiquée dans le BDEEC. L'absence de données plus précises sur les activités (soit le rapport entre la quantité torchée par les raffineries et par les usines de valorisation) donne parfois un résultat négatif une fois les émissions fugitives soustraites (les émissions de CH ₄). Les émissions fugitives résiduelles sont comptabilisées dans la catégorie Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques (I.A.1.c).
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 25 - Raffinage du pétrole Tableau 21 - Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.1.c. Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	Combustibles solides Coke Coke de pétrole – Usines de valorisation Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 16 – Consommation des producteurs Tableau 21 - Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national UTILISÉ PAR les usines de valorisation et déclaré dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides	Inclus ailleurs	Les émissions dues aux combustibles liquides sont comprises dans la catégorie 1.A.1.b.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	<p>Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Usines de valorisation Propane, butane, éthane</p>	<p>Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 16 – Consommation des producteurs Tableau 21 - Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut Données sur le torchage du gaz naturel et autres gaz issues du modèle des émissions fugitives</p>	<p>Les données sur les activités relatives au gaz naturel qui sont déclarées dans le BDEEC incluent la quantité brûlée par torchage. Les émissions dues au torchage et à l'évacuation sont considérées comme une source fugitive; les émissions fugitives et la quantité de combustibles associée au torchage et à l'évacuation sont donc soustraites des estimations et de la valeur déclarée dans le BDEEC afin d'éviter leur double comptabilisation. Les émissions fugitives résiduelles du sous-secteur du raffinage du pétrole sont également prises en compte afin d'éviter leur double comptabilisation.</p> <p>Les émissions canadiennes totales de CO₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.</p> <p>Les émissions canadiennes totales de CH₄ et de N₂O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.</p>
	Biomasse	s/o	s/o

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.2.a. Sidérurgie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 22 - Sidérurgie	<p>Les émissions canadiennes totales de CO₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC.</p> <p>Les émissions canadiennes totales de CH₄ et de N₂O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.</p> <p>Les émissions de CO₂ dues au coke ne sont pas incluses; elles sont plutôt comptabilisées dans la catégorie Procédés industriels. Les émissions de CH₄ et de N₂O sont toutefois déclarées dans cette catégorie. Le CO₂ est considéré comme un produit issu d'un procédé (réduction du fer), tandis que le CH₄ et le N₂O sont des sous-produits de la combustion.</p>
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 22 - Sidérurgie	<p>Les émissions canadiennes totales de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.</p> <p>Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.</p>

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 22 - Sidérurgie	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.2.b. Métaux non ferreux	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 23 - Fonte et affinage - non ferreux	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 23 - Fonte et affinage - non ferreux	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 23 - Fonte et affinage - non ferreux	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.2.c. Produits chimiques	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 26 - Produits chimiques	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 26 - Produits chimiques	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 26 - Produits chimiques	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.2.d. Pâtes, papiers et imprimerie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 21 - Pâtes et papiers	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger et mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 21 - Pâtes et papiers	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 21 - Pâtes et papiers	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse Liqueur noire, Déchets de bois	Tableau 20 - Déchets de bois et lessive de pâte épuisée, consommation totale	La biomasse totale correspond à la quantité de combustibles ligneux et de déchets solides de bois consommée. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ provenant de la biomasse ne sont pas incluses dans les totaux nationaux, mais les émissions de CH ₄ et de N ₂ O le sont.
1.A.2.e. Transformation des aliments, boissons et tabac	Combustibles solides	Inclus ailleurs	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.
	Combustibles liquides	Inclus ailleurs	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.
	Combustibles gazeux	Inclus ailleurs	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.
	Biomasse	Inclus ailleurs	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
I.A.2.f.i. Ciment	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 24 - Ciment	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole et au combustible résiduaire, qui sont calculées à partir du total national.
	Combustible résiduaire	Données sur le combustible résiduaire fournies par l'Association canadienne du ciment (ACC) et déclarées par le Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC).	Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 24 - Ciment	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 24 - Ciment	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.2.f.ii. Exploitation minière	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 20 - Total de l'extraction minière, pétrolière et gazière	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC où l'industrie minière inclut le combustible utilisé pour l'exploitation minière et l'extraction de pétrole et de gaz. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 20 - Total de l'extraction minière, pétrolière et gazière	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 20 - Total de l'extraction minière, pétrolière et gazière	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculés à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.2.f.iii. Construction	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 30 - Construction	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux SAUF pour les émissions dues au coke de pétrole, qui sont calculées à partir du total national déclaré dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 30 - Construction	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 30 - Construction	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 27 - Autres industries manufacturières	Le coefficient d'émission pondéré calculé pour le CH ₄ et le N ₂ O à partir de la consommation d'essence est appliqué sur une base annuelle.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 27 - Autres industries manufacturières	Le coefficient d'émission pondéré calculé pour le CH ₄ et le N ₂ O à partir de la consommation d'essence est appliqué sur une base annuelle. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 27 - Autres industries manufacturières	Le coefficient d'émission pondéré calculé pour le CH ₄ et le N ₂ O à partir de la consommation d'essence est appliqué sur une base annuelle. Le coefficient d'émission pondéré calculé pour le CH ₄ et le N ₂ O est appliqué sur une base annuelle.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.3.e. Pipelines (transport)	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 39 - Pipelines	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd Essence à moteur, carburant diesel, essence d'aviation, carburacteur	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 39 - Pipelines	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 39 - Pipelines	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.4.a.i. Commerces et autres institutions	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 46 - Commercial et institutionnel	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 46 - Commercial et institutionnel	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 46 - Commercial et institutionnel	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.4.a.ii. Administration publique	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 45 - Administration publique	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 45 - Administration publique	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 45 - Administration publique	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.4.b Résidentiel	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 44 - Résidentiel	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 44 - Résidentiel	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 44 - Résidentiel	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ dues au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
	Biomasse Bois de chauffage résidentiel	Estimation de la consommation de bois de chauffage par le modèle de combustible ligneux résidentiel.	La biomasse totale correspond à la quantité de bois de chauffage résidentiel consommée, qui est calculée à partir des données recueillies par Environnement Canada. Les émissions de CO ₂ ne sont pas incluses dans les totaux nationaux, mais les émissions de CH ₄ et de N ₂ O le sont.
1.A.4.c.i. Foresterie	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 29 - Foresterie	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de toutes les provinces et les territoires parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 29 - Foresterie	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 29 - Foresterie	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o

Catégorie de sources ¹	Liste de combustibles	Source des données sur les activités ²	Notes
1.A.4.c.ii. Agriculture	Combustibles solides Coke Coke de pétrole - Raffineries et autres Charbon : bitumineux canadien, subbitumineux, lignite, anthracite, bitume étranger	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau F - Détails du charbon Ligne 43 - Agriculture	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Combustibles liquides Kérosène et pétrole de chauffage, mazout léger, mazout lourd	Tableau D - Produits pétroliers raffinés Ligne 43 - Agriculture	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions de CO ₂ , de CH ₄ et de N ₂ O dues aux carburants (c.-à-d. l'essence et le diesel) sont incluses dans le sous-secteur des transports.
	Combustibles gazeux Gaz naturel, gaz de four à coke Gaz de distillation - Raffineries et autres Propane, butane, éthane	Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Ligne 43 - Agriculture	Les émissions canadiennes totales de CO ₂ au gaz naturel correspondent à la somme des émissions de tous les territoires et provinces parce qu'on utilise des coefficients d'émission régionaux. Les émissions totales de CO ₂ dues aux autres combustibles gazeux sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC. Les émissions canadiennes totales de CH ₄ et de N ₂ O sont calculées à partir des totaux nationaux déclarés dans le BDEEC.
	Biomasse	s/o	s/o
1.A.5. Autre information (non incluse ailleurs)	Inclus ailleurs	Inclus ailleurs	Les émissions de ce sous-secteur sont comprises dans 1.A.2.f.iv. Autres industries manufacturières.

Notes :

1. Les catégories du CUPR indiquées sont les sous-secteurs les plus petits du CUPR dont on estime les émissions.
2. La rubrique Données sur les activités renvoie à la section précise où sont présentées les données dans le Bulletin annuel sur la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada (BDEEC) (Statistique Canada numéro 57-003 au catalogue). Voir aussi le Tableau A2-3 pour les sources de données autres que le BDEEC.
3. s/o = sans objet

Tableau A2-2 : Catégories générales de combustibles reliées à la méthode de calcul des émissions de combustion des sources fixes

Types de combustibles	Combustibles
Combustibles liquides	Essence à moteur Kérosène et pétrole de chauffage Carburant diesel Mazout léger Mazout lourd Essence d'aviation Carburacteur
Combustibles solides	Coke (charbon) Charbon bitumineux canadien Charbon subbitumineux (étranger et intérieur) Lignite Anthracite Charbon bitumineux étranger Coke de pétrole - Raffineries et autres Coke de pétrole - Usines de valorisation Combustible résiduaire
Combustibles gazeux	Gaz naturel Gaz de four à coke Propane Butane Éthane Gaz de distillation - Raffineries et autres Gaz de distillation - Usines de valorisation
Biomasse	Déchets de bois Liqueur noire Bois de chauffage résidentiel Gaz d'enfouissement

On trouvera à titre de référence au Tableau A2-3 les sources des données sur les activités utilisées pour calculer les émissions avec le modèle de combustion des sources fixes. Les données sont fournies à Environnement Canada sous forme électronique et peuvent différer légèrement de celles publiées par Statistique Canada, dont les valeurs sont arrondies.

Tableau A2-3 : Références des données sur les activités utilisées pour le modèle

Titre
<ul style="list-style-type: none"> - Statistique Canada - Division de la fabrication, de la construction et de l'énergie, Bulletin sur la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada (BDEEC), n°57-003-XPB. Tableau B - Énergie primaire et secondaire Tableau D - Produits pétroliers raffinés Tableau E - Produits pétroliers raffinés non énergétiques Tableau F - Détails du charbon Tableau 17 - Détails des liquides de gaz naturel Tableau 20 - Déchets de bois et liqueur noire résiduaire Tableau 21 - Données estimées complémentaires de gaz de distillation, de diesel, de coke de pétrole et de pétrole brut - Modèle des émissions fugitives - Basé sur King, B. (1994), Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options, rapport préparé pour Environnement Canada par Neill and Gunter Ltd. - Données pour le combustible résiduaire – Nyboer, John et Goggins, Nygil (2008), Canadian Industrial Energy End-use Data Analysis Centre, <i>A Review of Energy Consumption and Related Data: Canadian Cement Manufacturing Industry 1990 to 2006</i>, rapport préparé pour l'Association canadienne du ciment. Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. - Consommation de bois de chauffage résidentiel - D'après : 1995 Criteria Contaminants Emissions Inventory Guidebook, version 1, section 2,4, Groupe de travail sur les inventaires nationaux des émissions polluantes, Environnement Canada, Division des principaux contaminants atmosphériques, mars 1999. - Utilisation des gaz d'enfouissement - Voir annexe 3 - Autres méthodologies.

A2.4.1.1 *Production d'électricité et de chaleur (catégorie 1.A.1.a du CUPR)*

Le secteur de la production d'électricité et de chaleur inclut les sous-secteurs suivants : 1.A.1.a.i Production d'électricité, 1.A.1.a.ii Production combinée d'électricité et de chaleur (cogénération), et 1.A.1.a.iii Installations thermiques. Ce secteur devrait inclure toutes les émissions des grands producteurs (anciennement désignés sous le nom de services publics) d'électricité, de chaleur et d'électricité combinés et les installations thermiques. À noter cependant que le BDEEC ne fait pas de distinction entre l'électricité et la chaleur produites par l'industrie pour ses propres besoins et l'électricité qu'elle fournit au secteur public. Actuellement, les émissions attribuables à la combustion des gaz d'enfouissement sont incluses dans la sous-catégorie 1.A.1.a.iii Installations thermiques.

Les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O sont estimées en appliquant l'Équation A2-1 aux données sur les activités et aux coefficients d'émission propres à chaque type de combustibles sur une base nationale. Les coefficients d'émission du charbon et du gaz naturel pour ces secteurs ont

été formulés sur une base régionale. Comme nous l'avons déjà mentionné, les données sur les activités fournies à l'échelle nationale sont de meilleure qualité que les données provinciales-territoriales. Afin d'accroître la précision du calcul des émissions de GES, on applique des coefficients d'émission régionaux aux données provinciales-territoriales de cette nature. Pour les autres types de combustibles, les coefficients d'émission sont appliqués aux données déclarées à l'échelle nationale.

A2.4.1.2 Industrie des combustibles fossiles (catégories 1.A.1.b et 1.a.1.c du CUPR)

L'industrie des combustibles fossiles inclut les sous-catégories suivantes : 1.A.1.b Raffinage du pétrole et 1.a.1.c Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques. Les émissions totales de l'industrie des combustibles fossiles présentent un degré supérieur de précision en raison de la résolution des données sur les activités. Pour respecter les exigences de déclaration par catégorie du CUPR, des hypothèses ont été appliquées en vue de répartir les données sur les activités de l'ensemble de l'industrie en deux catégories distinctes. Ces catégories incluent les émissions de combustion issues 1) du raffinage du pétrole brut et découlant en partie de la valorisation du bitume des sables bitumineux et 2) de la production de charbon, de gaz naturel et de pétrole brut. Pour calculer les émissions dues à ces secteurs, on applique l'Équation A2-1 à l'échelle nationale et l'on soustrait la quantité d'émissions associées au torchage du total des émissions de GES obtenu pour chacune des catégories. Les données sur l'utilisation des combustibles présentées dans le BDEEC incluent les volumes de combustibles brûlés par torchage; toutefois, les émissions dues au torchage sont calculées et déclarées séparément dans la catégorie des émissions fugitives. Les données sur la consommation de combustibles, la teneur énergétique et les émissions associées au torchage sont soustraites afin d'éviter la double comptabilisation des émissions.

Pour déterminer les données sur les activités associées au secteur du raffinage du pétrole, il faut affecter ailleurs certaines des données déclarées dans le BDEEC. Tous les produits pétroliers raffinés que les producteurs ont déclaré avoir consommé eux-mêmes (consommation par les producteurs) sont attribués au secteur du raffinage du pétrole en tenant pour acquis qu'ils ont été consommés par les producteurs. Le calcul des émissions associées aux combustibles énumérés ci-dessous se fait en additionnant les données sur les activités déclarées sous les rubriques raffinage du pétrole et consommation par les producteurs et en appliquant l'Équation A2-1 :

- Coke de pétrole;
- Gaz de distillation;
- Kérosène;
- Mazout léger
- Mazout lourd
- Propane
- Butane;
- Éthane.

Pour estimer les émissions du secteur de raffinage du pétrole issues des carburants énumérés ci-dessous, on utilise dans l'Équation A2-1 les données sur les activités déclarées sous la rubrique consommation par les producteurs, et les émissions sont incluses dans le secteur de raffinage du pétrole. En raison du manque de résolution du BDEEC, les émissions attribuables aux

combustibles ci-dessous ne sont pas incluses dans le secteur de la fabrication des combustibles solides et des autres industries énergétiques, :

- Essence;
- Carburant diesel;
- Essence d'aviation;
- Carburéacteur.

On utilise les coefficients d'émission par défaut du GIEC, qui sont basés sur le pouvoir calorique du combustible, pour calculer les émissions de N₂O issues du coke de pétrole et de l'essence à moteur. Le pouvoir calorique supérieur (PCS) du coke de pétrole, indiqué dans le BDEEC, peut changer selon l'année. Ainsi, le coefficient d'émission du coke de pétrole issu des sables bitumineux ou du bitume naturel (production et raffinage) change sur une base annuelle. C'est le Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC) qui établit et publie les données à partir desquelles sont formulés les coefficients de conversion entre le PCS et le pouvoir calorique inférieur (PCI).

Pour calculer les émissions de GES du secteur de la fabrication de combustibles solides et des autres industries énergétiques, on a utilisé les données déclarées dans le BDEEC pour les combustibles suivants dans l'Équation A2-1:

- Gaz naturel;
- Charbon.

Dans le BDEEC, les combustibles suivants de la production des sables bitumineux et du bitume naturel de l'industrie sont déclarés sous la rubrique Consommation par les producteurs. Ces quantités sont retranchées du secteur du raffinage du pétrole et incluses dans celui de la fabrication des combustibles solides et autres industries énergétiques. La consommation de ces deux carburants est déclarée dans un tableau distinct dans le BDEEC et attribuée à des usines de traitement :

- Coke de pétrole;
- Gaz de distillation.

Comme nous l'avons mentionné dans la section A2.4.1.1, les émissions dues au charbon sont estimées à l'échelon des provinces et territoires avant d'être regroupées pour l'ensemble du pays. Afin d'éviter la double comptabilisation, les émissions associées au torchage du gaz naturel sont soustraites du total pour ce secteur.

A2.4.1.3 Industries manufacturières et construction (catégorie 1.A.2 du CUPR)

Le secteur Industries manufacturières et construction inclut plusieurs sous-secteurs et industries. Les données sur les activités du BDEEC sont déclarées pour les grandes branches d'activité économique et industrielle de consommation de combustibles. Les améliorations apportées aux futurs BDEEC permettront de subdiviser les données de ces catégories d'industries selon le Système de classification des industries de l'Amérique du Nord (SCIAN).

On calcule les émissions des catégories suivantes :

- Exploitation minière;
- Sidérurgie;
- Métaux non ferreux;
- Produits chimiques;
- Pâtes, papiers et imprimerie;
- Ciment
- Construction;
- Autres industries manufacturières (y compris la transformation des aliments et les boissons et le tabac).

Les émissions de GES associées au secteur des industries manufacturières et de la construction sont calculées en appliquant l'Équation A2-1 aux données sur les activités qui sont déclarées dans le BDEEC et aux coefficients d'émission des combustibles particuliers utilisés sur une base nationale. Les émissions dues au charbon sont traitées conformément aux indications de la section A2.4.1.1. Les émissions issues des combustibles utilisés comme matières premières sont déclarées dans le secteur des procédés industriels, alors que celles générées par l'utilisation de carburant de transport (p. ex. diesel et essence) le sont dans le secteur des transports.

Les émissions de CO₂ dues à l'utilisation de coke métallurgique par l'industrie sidérurgique pour la réduction des oxydes de fer du minerai dans les hauts-fourneaux ont été attribuées au secteur des procédés industriels. Les émissions de CH₄ et de N₂O ont cependant été incluses, car elles constituent des sous produits de la combustion.

Les émissions de CO₂ dues à la combustion de biomasse dans le secteur Pâtes, papiers et imprimerie ne sont pas incluses dans les totaux nationaux; les émissions de CH₄ et de N₂O le sont cependant. La consommation industrielle de biomasse et de liqueur noire est déclarée dans le BDEEC. On présume que les quantités de déchets solides de bois sont déclarées à l'état humide et que la teneur moyenne en eau est de 50 %.

Les émissions de CO₂ dues à la combustion de combustible résiduaire dans l'industrie du ciment sont calculées à partir des données fournies par l'ACC et déclarées par le CIEEDAC en unités énergétiques. Selon l'examen des données de l'industrie, on a présumé que les pneus constituaient l'ensemble du combustible résiduaire. Bien que l'on utilise d'autres combustibles résiduaires (huile usée, solvants), leur contribution au total est minime, et il n'est pas possible actuellement d'établir une distinction par source.

A2.4.1.4 Autres secteurs (catégorie 1.A.4 du CUPR)

Ce sous-secteur comprend trois catégories : le secteur commercial/institutionnel, le secteur résidentiel et l'agriculture/foresterie/pêches. On calcule les émissions de GES dues à ce sous-secteur en appliquant l'Équation A2-1 aux données sur les activités déclarées dans le BDEEC et aux coefficients d'émission des combustibles particuliers établis à l'échelle nationale.

Les émissions de CO₂ dues à la combustion de biomasse dans la catégorie Résidentiel ne sont pas incluses dans le total national; les émissions de CH₄ et de N₂O le sont cependant. On trouvera d'autres précisions sur l'estimation des émissions de CO₂ issues de la biomasse dans la section consacrée au bois de chauffage résidentiel (3.4.2.1) du chapitre 3.

Le secteur Agriculture-foresterie-pêches (catégorie 1.A.4.c du CUPR) inclut seulement les émissions des sources fixes des industries agricoles et forestières. Les émissions proviennent de l'exploitation de la machinerie sur place et du chauffage des installations et sont estimées à partir des données sur l'utilisation de combustibles par l'agriculture et la foresterie déclarées dans le BDEEC. Les émissions issues des pêches sont déclarées soit dans la catégorie des Transports soit dans celle intitulée Autres industries manufacturières (c.-à-d. la transformation des aliments). Les émissions des sources mobiles qui se rattachent à cette catégorie ne sont pas ventilées et sont incluses dans la sous-catégorie Transport hors route ou Transport maritime de la catégorie Transports.

A2.4.2 Transport (catégorie 1.A.3 du CUPR)

Les émissions de gaz à effet de serre (GES) issues du sous-secteur des transports sont calculées pour les cinq catégories suivantes :

- aviation civile (interne);
- transport routier;
- transport ferroviaire;
- transport maritime (interne);
- autres moyens de transport (hors route et pipelines).

Les estimations sont établies à l'échelon des provinces et territoires, puis elles sont regroupées à l'échelon national.

Les émissions issues de la combustion de carburant par le secteur des transports sont calculées au moyen de diverses variantes de l'Équation A2-1.

Les émissions de CO₂ dépendent surtout du type et des caractéristiques du carburant utilisé, alors que celles de N₂O et de CH₄ sont dues au type de carburant et aux technologies antipollution utilisés. On trouvera à l'annexe 12 la liste complète des coefficients d'émission liés aux transports accompagnés de leurs références.

En raison de la complexité du secteur des transports, les émissions sont estimées au moyen du modèle des émissions des gaz à effet de serre de sources mobiles (MEMGES), qui sert à calculer les émissions dues aux transports routier, ferroviaire, maritime et hors route. Les émissions de combustion dues au transport par pipeline sont estimées séparément.

A2.4.2.1 Transport routier (catégorie 1.A.3.b du CUPR)

Les émissions de GES dues au transport routier sont calculées au moyen d'une méthode de niveau 3 détaillée du GIEC.

Étape 1 - Données sur les activités : Parcs de véhicules, pénétration de la technologie, durée de vie utile des catalyseurs, taux pondéré de consommation de carburant et véhicules-kilomètres parcourus

Parcs de véhicules

Les véhicules sont répartis en différentes classes en fonction du type de carburant utilisé, du type de carrosserie (voiture ou camion) et du poids nominal brut du véhicule (PNBV). Le PNBV est le

poids maximal autorisé d'un véhicule routier pleinement chargé, et comprend le poids du véhicule, avec le carburant, les passagers, la cargaison, et d'autres objets divers, y compris les accessoires en option.

Deux bases de données distinctes servent à dresser le profil détaillé du parc automobile. Les données sur les parcs de véhicules et de camions légers pour la période 1990-2002 proviennent du Recensement des véhicules en service au Canada (CVIOC), qui est effectué par la firme DesRosiers Automotive Consultants Inc. Ceux pour la période 2003-2007 ont été estimés à partir des tendances observées. Les données sur les parcs de véhicules lourds ont été obtenues de la firme R.L. Polk & Co. pour la période 1994-2002. Les parcs de véhicules lourds pour les périodes de 1990-1993 et de 2003-2007 ont été estimés à partir des tendances antérieures observées. Les véhicules légers (voitures) et les camions légers (camionnettes, fourgonnettes, VUS, etc.) ont un PNBV inférieur ou égal à 3 900 kg, et les véhicules lourds un PNBV supérieur à 3 900 kg.

Les données sur les parcs de motocyclettes pour la période de 1990-2007 proviennent du Conseil de l'industrie de la motocyclette et du cyclomoteur (CIMC 2003).

Pénétration de la technologie

Pour tenir compte des effets que les technologies antipollution ont sur les émissions de CH₄ et de N₂O, on a estimé le nombre de véhicules en service équipés de convertisseurs catalytiques et d'autres dispositifs antipollution. La Figure A2-2 illustre les divers pourcentages de pénétration des technologies novatrices dans les nouveaux véhicules et camions légers à essence au cours des années modèles successives. La pénétration relative de la technologie antipollution dans les véhicules lourds à essence, les véhicules lourds à moteur diesel, les véhicules légers à moteur diesel, les camions légers à moteur diesel et les motos est présentée en détail au Tableau A2-4 (EPA 2007).

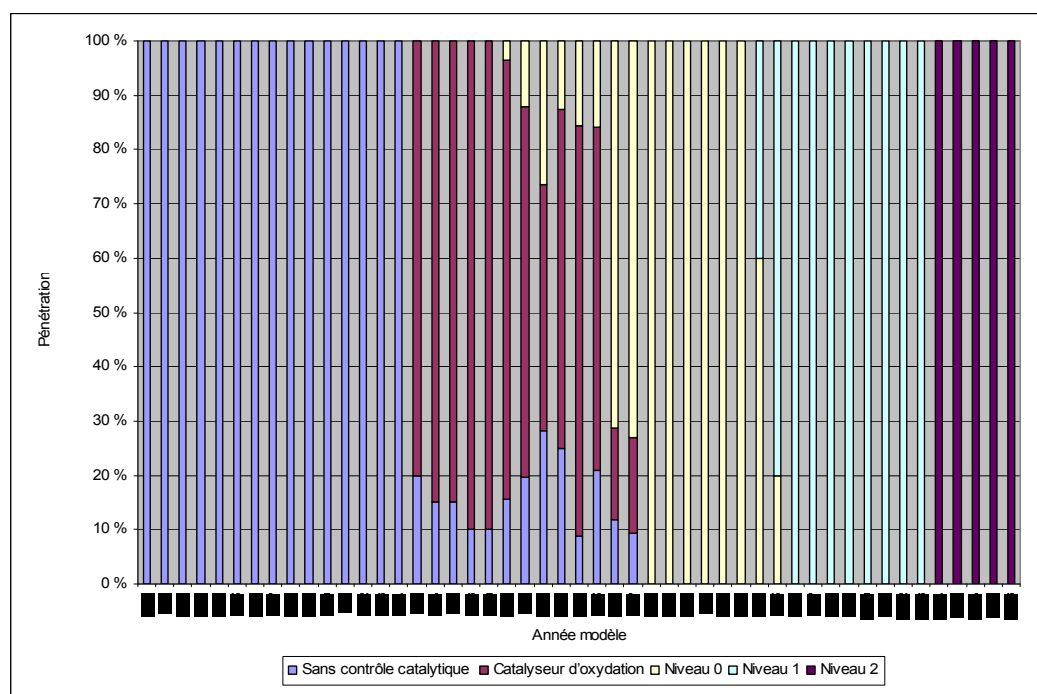


Figure A2-2 : Pénétration de la technologie dans les véhicules et les camions légers à essence

Tableau A2-4 : Pénétration de la technologie antipollution -- Véhicules lourds à essence, véhicules lourds à moteur diesel, véhicules et camions légers à moteur diesel et motos

Technologie antipollution	Années modèles
Véhicules lourds à essence	
Sans dispositif	1960–1984
Dispositif non catalytique	1985–1995
Catalyseur à trois voies	1996–2008
Véhicules lourds à moteur diesel	
Sans dispositif	1960–1982
Réduction modérée	1983–1995
Dispositifs perfectionnés	1996–2008
Véhicules/camions légers à moteur diesel	
Sans dispositif	1960–1982
Réduction modérée	1983–1995
Dispositifs perfectionnés	1996–2003
Niveau 2	2004–2008
Motos	
Sans dispositif	1960–1995
Dispositif non catalytique	1996–2008

Durée de vie utile des convertisseurs

Avec le temps, les convertisseurs catalytiques s'usent, ce qui se répercute sur les émissions d'échappement. On a appliqué le taux de détérioration établi à partir de l'information provenant des spécialistes de l'industrie, au type de convertisseurs présents dans les véhicules et camions légers à essence munis de cette technologie. Pour modéliser l'effet de la détérioration, le pourcentage de véhicules dont les convertisseurs sont détériorés est attribué au groupe sans catalyseur. Pour les provinces dotées de programmes d'inspection et de maintenance (I/M), à savoir l'Ontario et la Colombie-Britannique, la durée de vie utile des convertisseurs n'est pas appliquée aux technologies de niveau 0, de niveau 1 ni de niveau 2, étant donné que ces dispositifs antipollution font l'objet d'une inspection et sont réparés ou remplacés s'il y a lieu.

Taux pondéré de consommation de carburant (TPCC)

On dispose des TPCC provinciaux moyens par classe de véhicules et année modèle (d'après les ventes provinciales de véhicules) pour les véhicules et les camions légers à essence (RNCan, 2006). Les TPCC des véhicules et des camions légers à moteur diesel (RNCan 2006) et des véhicules lourds à essence (GIEC/OCDE/AIE 1997) sont établis en fonction d'une moyenne calculée par classe de véhicules et année modèle. Les TPCC des véhicules lourds à moteur diesel et des motos sont établis à partir de la moyenne annuelle du parc (RNCan, 2006).

Les TPCC théoriques sont mesurés au moyen d'essais normalisés effectués en laboratoire. Toutefois, les recherches révèlent que la consommation réelle est systématiquement supérieure aux données des essais en laboratoire. À la suite d'études réalisées aux États-Unis, les taux de consommation de carburant des véhicules routiers du MEMGES ont été majorés de 25 % par rapport aux taux établis en laboratoire (Maples, 1993).

Véhicules-kilomètres parcourus (VKP)

Les véhicules-kilomètres parcourus (VKP) sont une mesure du kilométrage annuel parcouru par les voitures et les camions légers. On estime les VKP à partir d'un rapport portant sur l'écart des lectures d'odomètres de ce type de véhicules prises au moment des essais d'inspection et de maintenance successifs effectués en Ontario (Stewart Brown Associates, 2004). Comme on ne dispose pas de ces valeurs par classe et âge de véhicules pour les autres provinces et territoires, les données sur les VKP de l'Ontario sont utilisées pour l'ensemble des provinces et des territoires du Canada.

Étape 2 : Calcul de la consommation de carburant par les véhicules routiers

On estime la consommation d'essence et de carburant diesel des véhicules routiers au moyen de l'Équation A2-2.

Équation A2-2 :

$$\text{Consommation de carburant} = \text{Parc} \times \text{VKP} \times \text{TPCC}$$

Dans l'ensemble, ces paramètres diffèrent selon la province, la classe de véhicule, l'année modèle et l'année de l'inventaire. Les véhicules routiers sont regroupés en sept grandes classes de véhicules, identiques à celles utilisées par l'APE des États-Unis pour son modèle de calcul des coefficients d'émission MOBILE. Ces désignations sont :

- (d) Véhicules légers à essence;
 - Camions légers à essence;
 - Véhicules lourds à essence;
 - Motos;
 - Véhicules légers à moteur diesel;
 - Camions légers à moteur diesel;
- (e) Véhicules lourds à moteur diesel.

On présume que tout le carburant sous forme de gaz naturel et de propane est consommé par des véhicules légers. On ne dispose pas de données ventilées par classe de véhicules pour les véhicules mus par ce type de carburant.

Étape 3 : Normalisation

Afin d'améliorer la répartition du diesel et de l'essence entre les véhicules routiers et hors route, on a intégré un algorithme compensateur au MEMGES. Cet algorithme vise à tenir compte de l'incertitude associée aux valeurs de consommation de carburant qui sont déclarées par les divers sous-secteurs économiques et les enquêtes indépendantes sur la consommation de carburant.

Essence

La première estimation de la consommation d'essence par les véhicules routiers, calculée à l'étape deux, constitue une estimation « ascendante » basée sur le parc de véhicules, les TPCC et les VKP.

La deuxième estimation se fonde sur le calcul « de type descendant » des ventes d'essence taxées et brutes déclarées par Statistique Canada (Tableau 405-0002 du CANSIM). Cette enquête est effectuée auprès de chaque province pour connaître ses ventes de carburant au détail ou autres. On rajuste la valeur déclarée sous la rubrique Ventes brutes d'essence (sommes des ventes taxées et non taxées) afin d'obtenir le même montant total d'essence disponible pour le transport que celui déclaré dans le BDEEC annuel (Statistique Canada n° 57-003). On ajuste le volume des ventes taxées d'essence de la même façon; ce montant constitue alors la seconde estimation, de type descendant, de la consommation d'essence par les véhicules routiers.

À l'échelon provincial, les estimations descendantes et ascendantes de la consommation d'essence diffèrent légèrement mais, sur le plan national, on constate une forte corrélation entre les deux estimations. Si l'estimation ascendante est plus élevée que la descendante, on considère que le volume rajusté des ventes taxées constitue l'estimation finale de la consommation d'essence sur route. Dans le cas contraire, c'est la moyenne des deux valeurs qui constitue l'estimation finale de la consommation d'essence sur route.

Carburant diesel

On calcule la première estimation de la consommation de diesel par les véhicules routiers à l'étape deux (ascendante).

La seconde estimation (descendante) se fonde sur les ventes taxées de diesel qui sont déclarées par Statistique Canada (Tableau 405-0002 du CANSIM).

À l'échelon provincial, les estimations descendantes et ascendantes de la consommation de diesel diffèrent légèrement mais, sur le plan national, on constate une forte corrélation entre les deux estimations. Si la première estimation est plus élevée que la seconde, on considère que le volume rajusté des ventes taxées constitue l'estimation finale de la consommation de carburant diesel sur route. Dans le cas contraire, c'est la moyenne des deux valeurs qui constitue l'estimation finale de la consommation sur route.

Étape 4 : Calcul des émissions des véhicules routiers

On estime les émissions en tenant compte du type de carburant, de la quantité totale de carburant consommée et du coefficient d'émission approprié.

On calcule les émissions au moyen de l'Équation A2-1.

A2.4.2.2 *Transport hors route (catégorie 1.A.3.e du CUPR)*

Les émissions de GES des véhicules hors route sont calculées au moyen d'une méthode de niveau 1 simple du GIEC.

Étape 1 : Calcul de la consommation de carburant des véhicules hors route

On calcule la consommation de carburant des véhicules hors route au moyen de l'Équation A2-3:

Équation A2-3 :

$$\text{Consommation de carburant des véhicules hors route} = \text{Carburant disponible pour le transport} - \text{Consommation de carburant des véhicules routiers}$$

Étape 2 : Calcul des émissions des véhicules hors route

On estime les émissions en tenant compte du type de carburant, de la quantité totale de carburant consommée et du coefficient d'émission approprié.

On calcule les émissions au moyen de l'Équation A2-1.

A2.4.2.3 Aviation civile interne (catégorie 1.A.3.a du CUPR)

Les émissions de GES de l'aviation civile interne sont calculées au moyen d'une variante de la méthode de niveau 1 du GIEC.

Ce sous-secteur comprend toutes les émissions de GES issues du transport aérien intérieur (commercial, privé, militaire, agricole, etc.). Même si le GIEC (version révisée, 1996) recommande de déclarer dans une autre catégorie les émissions dues au transport aérien militaire, ces données ont été incluses dans la catégorie de l'aviation civile en raison des restrictions liées à la sécurité imposées aux données sur l'aviation militaire. Les émissions des carburants utilisés dans les aéroports pour le transport au sol (qui sont déclarées dans la catégorie Autres modes de transport (transport hors route)) ainsi que les émissions de combustion dues aux sources fixes dans les aéroports sont exclues. Les émissions dues aux vols internationaux relèvent de la catégorie « Soutes » et ne sont pas incluses dans les totaux nationaux, mais elles sont estimées et déclarées séparément dans la catégorie Soutes internationales.

On estime les émissions à partir de la consommation apparente de carburants pour avion (GIEC/OCDE/AIE 1997) et des coefficients d'émission pour chaque type de carburant. Le BDEEC (Statistique Canada n° 57-003) recense les données de consommation des carburants pour avion (carburéacteur et essence d'aviation) pour les lignes aériennes canadiennes, les lignes aériennes étrangères, les administrations publiques et les commerces et autres institutions.

On a élaboré une méthode pour tenir compte du carburant vendu aux lignes aériennes canadiennes qui est consommé durant les vols internationaux. La méthode intègre l'utilisation des données sur les tonnes-kilomètres réalisées qui ont été déclarées par les lignes canadiennes pour les vols intérieurs et internationaux, et permet d'attribuer à l'échelle régionale le carburant vendu en utilisant les données sur les activités du trafic passager. Les données sur le trafic de passagers (Statistique Canada, n° 51-005 et 51-203 - Trafic des transporteurs aériens aux aéroports canadiens) et le trafic de marchandises, qui inclut le poids des passagers (Statistique Canada n° 1-206 - Aviation civile canadienne) sont publiées, et illustrent la séparation entre l'activité intérieure et internationale. Le modèle pour l'aviation a été harmonisé avec d'autres modèles de régime de vol plus complexes (SAGE - États-Unis et AERO2K - Royaume-Uni.).

Les émissions résultant du carburant vendu aux transporteurs canadiens et consommé durant les vols internationaux ainsi que celles du carburant vendu aux transporteurs étrangers sont déclarées séparément sous la rubrique Soutes internationales.

A2.4.2.4 Navigation maritime interne (catégorie 1.A.3.d du CUPR)

La méthode de calcul des émissions est une version modifiée de la méthode de niveau 1 du GIEC. On multiplie la consommation de carburant marin par les navires canadiens déclarée dans le BDEEC (Statistique Canada n° 57-003) par les coefficients d'émission propres aux divers carburants (voir l'annexe 12). On présume que les émissions dues au carburant vendu aux navires étrangers ne servent qu'à des voyages internationaux; ils sont déclarés séparément sous la rubrique Soutes internationales.

Certains navires canadiens effectuent des voyages internationaux. On ne dispose pas actuellement de données qui permettraient de distinguer correctement les activités de transport intérieures et internationales réalisées par des navires canadiens.

A2.4.2.5 Transport ferroviaire (catégorie 1.A.3.c du CUPR)

La méthode d'estimation est considérée comme une variante de la méthode de niveau 1 du GIEC. On multiplie la consommation de carburant pour le transport ferroviaire déclarée dans le BDEEC (Statistique Canada n° 57-003) par les coefficients d'émission propres aux divers carburants (voir l'annexe 12).

Au Canada, les locomotives sont essentiellement alimentées au carburant diesel. Les émissions des trains à vapeur sont considérées comme négligeables, et les émissions des locomotives mues à l'électricité sont comptabilisées sous la rubrique production d'électricité.

A2.4.2.6 Biomasse (catégorie 1.A.3.e du CUPR)

La méthodologie employée pour estimer les émissions issues de la consommation de carburants biosynthétiques (éthanol et biodiesel) utilisés dans le sous-secteur du transport est la même que celle employée pour les véhicules routiers à essence et diesel (méthode de niveau 3 détaillée du GIEC) et les véhicules hors route (méthode de niveau 1 du GIEC). Le volume présumé de biocarburants utilisés dans le sous-secteur du transport est proportionnellement réattribué aux catégories respectives des véhicules à essence et diesel d'après les volumes de consommation initiaux dans ces catégories.

Au lieu d'établir de nouveaux coefficients d'émission du CH₄ et du N₂O pour les biocarburants, on utilise les coefficients d'émission pour l'essence et le diesel des classes de technologies équivalentes. Les coefficients d'émission de CO₂ sont formulés à partir des propriétés chimiques du carburant.

A2.4.2.7 Pipelines (catégorie 1.A.3.e du CUPR)

Cette catégorie inclut les moteurs alimentés aux combustibles fossiles utilisés pour faire fonctionner les compresseurs servant au transport des produits du pétrole et du gaz naturel. On utilise surtout du gaz naturel, mais on a recours au diesel pour le transport de certains produits pétroliers raffinés. Les oléoducs utilisent généralement des moteurs électriques pour faire fonctionner les équipements de pompage.

Les émissions de GES dues aux combustibles utilisés par cet équipement sont calculées en appliquant l'Équation A2-1 aux données sur les activités et aux coefficients d'émission établis pour les combustibles particuliers à l'échelle provinciale (pour le gaz naturel) et à l'échelle nationale.

Annexe 3 Autres méthodologies

A3.1 Méthodologie pour les émissions fugitives attribuables à la production, à la transformation, au transport et à la distribution de combustibles fossiles

La présente annexe porte sur la méthodologie utilisée pour le calcul des émissions fugitives. La discussion se concentre sur l'industrie pétrolière et gazière et sur celle de la production des combustibles solides.

L'importante industrie canadienne du pétrole et du gaz – source principale d'émissions fugitives - comporte divers types de production allant de la transformation et de la production de gaz naturel à la production de pétrole brut léger, moyen ou lourd, en passant par l'extraction des sables bitumineux et la production de pétrole synthétique. Le chapitre 3 du présent rapport contient une description détaillée des sources d'émissions fugitives.

Toutes les émissions de GES attribuables aux activités de combustion associées à l'exploration, à la production, à la transformation, au transport et à la distribution de combustibles fossiles sont traitées dans les sections du chapitre 3 consacrées à l'énergie (section 3.1.1) et au transport (section 3.1.3), et leurs méthodologies sont décrites à l'annexe 2 (sections A2.4.1 et A2.4.2).

A3.1.1 Combustibles solides

A3.1.1.1 Charbon - Production

Les estimations d'émissions fugitives sont basées sur une étude préparée par B. King pour Neill and Gunter Ltd. (étude de King) intitulée *Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, engineering, economic, and institutional implications of options* (1994). Cette étude présente des coefficients d'émission pour tous les types de charbon et de mines de charbon. Il existe deux types de mines de charbon au Canada : les mines souterraines et les mines à ciel ouvert. La méthode employée par King (1994) pour estimer les taux d'émission de l'extraction du charbon repose sur une méthode modifiée du Conseil consultatif de l'industrie du charbon. Il s'agit d'une version hybride des méthodes de niveau 3 et de niveau 2 du GIEC, selon la disponibilité des données propres à une mine en particulier. L'étude sépare les émissions attribuables aux mines souterraines de celles attribuables aux mines à ciel ouvert qui, toutes deux, comprennent les émissions des activités post-extraction. On trouvera plus bas une explication de la méthodologie utilisée pour le calcul des émissions des deux types de mines. Pour plus de détails, on consultera l'étude de King.

Mines souterraines

King (1994) a estimé les émissions des mines souterraines en faisant la somme des émissions du système d'aération, du système de dégazage et des activités post-extraction de chaque mine. Les émissions du système d'aération des puits de mine ont été estimées (en l'absence de données chiffrées) au moyen de l'Équation A3-1.

Équation A3-1 :

$$Y = 4,1 + (0,023 \times X)$$

où :

Y = mètres cubes (m³) de CH₄ par tonne (t) de charbon extrait

X = profondeur de la mine en mètres (m)

Les émissions des activités post-extraction ont été estimées en partant de l'hypothèse que 60 % du CH₄ piégé dans le charbon (après extraction de la mine) est rejeté dans l'atmosphère avant la combustion. Lorsqu'on ignorait la teneur en gaz du charbon extrait, on a posé l'hypothèse que la teneur en CH₄ était de 1,5 m³/t (ce qui constitue la teneur moyenne globale en CH₄ des charbons). Les émissions des activités post-extraction sont comprises dans les coefficients d'émission de la production de charbon.

Mines à ciel ouvert

Pour les mines à ciel ouvert, on a présumé que la teneur moyenne en CH₄ des charbons bitumineux ou subbitumineux extraits était de 0,4 m³/t (selon des données chiffrées américaines). On a présumé ensuite que 60 % de ce volume était rejeté dans l'atmosphère avant la combustion (King, 1994). Pour le lignite, on a utilisé les valeurs sur la teneur en gaz établies auparavant pour le Canada (Hollingshead, 1990).

Les couches non exploitées avoisinantes sont une importante source d'émissions dans les mines à ciel ouvert. On a cherché à les comptabiliser en rajustant les données selon les émanations de CH₄ des gisements attenants non exploités situés jusqu'à une profondeur de 50 m au-dessous de la surface de la mine. On a estimé qu'il fallait majorer de 50 % les coefficients d'émission de base pour l'extraction à ciel ouvert (King, 1994). On a ajusté en conséquence les coefficients d'émission du Tableau A3-1.

On a utilisé les coefficients d'émission de méthane des mines de charbon de l'étude de King afin d'estimer les émissions fugitives de méthane des mines de charbon du Canada. Les coefficients d'émission varient selon les régions et selon que les mines sont souterraines ou à ciel ouvert.

On a calculé les émissions des mines de charbons à l'aide de l'Équation A3-2:

Équation A3-2 :

$$\text{Émissions provinciales} = \sum (\text{CE}_{i,j,k} \times \text{quantité de charbon}_{j,k} \text{ extrait dans la province}_i)$$

où :

CE _{i,j,k}	= coefficient d'émission tiré de l'étude de King (1994) pour la province i, le type de charbon j et le type de mine k
Quantité de charbon _{i,k} extrait dans la province _i	= production minière brute de charbon j dans la province i, et par type de mine k

On a calculé les émissions pour chaque province, puis on les a additionnées afin d'obtenir une estimation des émissions pour l'ensemble du Canada.

A3.1.1.2 Données d'activité

Les données d'activité requises sont celles de la production minière brute pour chaque type de charbon extrait dans chaque province, selon les Statistiques du charbon et du coke de Statistique Canada (n° 45-002, tableau 2). Toutefois, Statistique Canada a interrompu la publication de ce

rapport en 2002, et les données sont désormais transmises directement à Environnement Canada en vertu d'un protocole d'entente. On a estimé les émissions pour 1990 à 2001 et 2004 à 2007 à l'aide d'un ensemble cohérent de données. Pour 2002-2003, un modèle d'interpolation a été mis au point afin d'estimer les émissions provinciales à partir des données quantitatives nationales publiées portant sur les quantités de charbon produites par mine (régions) et par type de charbon.

A3.1.1.3 Coefficients d'émission

Le Tableau A3-1 dresse la liste des coefficients d'émission de l'étude de King (1994) pour les différents types de mines et de charbon.

Tableau A3-1 : Coefficients d'émissions fugitives pour les mines de charbon

Province	Type de charbon	Type de mine	Coefficient d'émission	Unités
Nouvelle-Écosse	bitumineux	ciel ouvert	0,13	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Nouvelle-Écosse	bitumineux	souterraine	13,79	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Nouveau-Brunswick	bitumineux	ciel ouvert	0,13	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Saskatchewan	lignite	ciel ouvert	0,06	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Alberta	bitumineux	ciel ouvert	0,45	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Alberta	bitumineux	souterraine	1,76	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Alberta	subbitumineux	ciel ouvert	0,19	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Colombie-Britannique	bitumineux	ciel ouvert	0,58	t CH ₄ /kt de charbon extrait
Colombie-Britannique	bitumineux	souterraine	4,1	t CH ₄ /kt de charbon extrait

Source : King, 1994.

A3.1.2 Pétrole et gaz naturel

A3.1.2.1 Production de pétrole et de gaz en amont

Le calcul des émissions fugitives attribuables à l'industrie du pétrole et du gaz naturel d'amont (PGA) est basé sur une étude préparée pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) par Clearstone Engineering et intitulée *A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry* (ACPP 2005a). On a effectué une analyse de niveau 3 afin d'estimer toutes les émissions de GES attribuables au secteur du PGA en 2000, à l'exception de l'extraction minière et de la valorisation du bitume et des sables bitumineux. On s'est ensuite servi de ce résultat pour estimer les émissions du secteur pendant la période 1990-1999. Les émissions de l'industrie du PGA pour la période 1990-2000 sont tirées directement de l'étude mentionnée ci-dessus (ACPP 2005a).

Les émissions fugitives de l'industrie du PGA à partir de 2001 ont été projetées à l'aide du modèle d'extrapolation des émissions de PGA (ACPP 2005b), qui s'appuie sur des données de l'ACPP (ACPP 2005a). Le modèle a été élaboré pour le compte de l'ACPP par Clearstone

Engineering. Les secteurs et les sources du modèle d'extrapolation correspondent à ceux de l'inventaire PGA de 1999-2000.

Le Tableau A3-2 dresse une liste des secteurs et des sources estimées dans l'étude PGA (ACPP 2005a) et indique dans quelle catégorie du cadre uniformisé de présentation de rapports (CUPR) ces émissions ont été réparties.

Tableau A3-2 : Répartition des émissions de l'inventaire PGA selon les catégories d'émissions fugitives du CUPR

Secteur	Source	Catégorie d'émissions fugitives du CUPR
Accidents et équipements défectueux	Systèmes de purge des tubages de ciel ouvert et migration des gaz	2.B. Gaz naturel, iii. Autres fuites dans des usines ou des centrales
Accidents et équipements défectueux	Fuites/ruptures de pipeline	2.B. Gaz naturel, iii. Autres fuites dans des usines ou des centrales
Production de pétrole brut classique	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Production de pétrole brut classique	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Production de pétrole brut classique	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole brut classique	Chargement/déchargement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole brut classique	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Production de pétrole brut classique	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole brut classique	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Forage de pétrole et de gaz	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, ii. Combiné
Production de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Torchage	2.C. Torchage, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Pertes durant le stockage	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Torchage	2.C. Torchage, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Chargement/déchargement	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Rejet du CO ₂ du gisement	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de gaz naturel	Pertes durant le stockage	2.B. Gaz naturel, i. Production/traitement
Production de gaz naturel	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, ii. Gaz naturel
Production de pétrole lourd/bitume froid	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Production de pétrole lourd/bitume froid	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Production de pétrole lourd/bitume froid	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole lourd/bitume froid	Chargement/déchargement	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole lourd/bitume froid	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Production de pétrole lourd/bitume froid	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, ii. Production
Production de pétrole lourd/bitume froid	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Exploitations thermiques	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Exploitations thermiques	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, ii. Production
Exploitations thermiques	Chargement/déchargement	2.A. Pétrole, ii. Production
Exploitations thermiques	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole

Secteur	Source	Catégorie d'émissions fugitives du CUPR
Exploitations thermiques	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, ii. Production
Exploitations thermiques	Évacuation non déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Transport de produits liquides	Torchage	2.C. Torchage, i. Pétrole
Transport de produits liquides	Fuites fugitives provenant de l'équipement	2.A. Pétrole, iii. Transport
Transport de produits liquides	Pertes durant le stockage	2.A. Pétrole, iii. Transport
Transport de produits liquides	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, i. Pétrole
Essai des puits	Torchage	2.C. Torchage, iii. Combiné
Essai des puits	Évacuation déclarée	2.C. Évacuation, iii. Combiné

La méthodologie, les coefficients d'émission et les données d'activité utilisées pour estimer les émissions de 1990 à 1999 et de 2001 à aujourd'hui ont été préparées par Clearstone Engineering Ltd. et sont présentées aux sections qui suivent. Pour plus de détails, on consultera l'étude PGA (ACPP 2005a) et le modèle d'extrapolation pour le PGA (ACPP 2005b).

Méthodologie pour les estimations de 2000

On a calculé les émissions pour 2000 en utilisant une approche ascendante à partir des installations individuelles et de leur équipement. Pour ce faire, on s'est servi de données officielles des provinces productrices et de données de sondage sur 1 500 installations fournies par des producteurs de pétrole et de gaz naturel. On a estimé les émissions fugitives provenant des sources suivantes :

- Torchage;
- rejet de CO₂ du gisement;
- évacuation;
- fuites fugitives et non intentionnelles (fuites provenant de l'équipement, pertes de stockage et de manutention et fuites accidentelles).

On a ensuite regroupé les émissions afin de déterminer les émissions totales par type d'installation, type d'activité et aire géographique. Les méthodes de base utilisées pour l'estimation des émissions de GES sont les suivantes :

- résultats du contrôle des émissions;
- simulation des sources d'émissions;
- coefficients d'émission;
- rendements de destruction et d'élimination (RDE).

Les données suivantes ont été recueillies et utilisées pour l'élaboration de l'inventaire de 2000 ::

- volumes de gaz naturel mesurés à partir des procédés;
- volumes de gaz de combustion évacués et torchés;
- achats de combustibles (propane, carburant diesel, etc.);
- analyses des combustibles;
- résultats du contrôle des émissions;

- conditions d'exploitation des procédés pouvant être utilisées pour déterminer le travail effectué par les dispositifs de combustion (composition des gaz, température, pression et flux, etc.);
- rapports de déversement et d'inspection.

On a aussi utilisé les données suivantes :

- types de procédés utilisés;
- inventaires d'équipements;
- caractéristiques de contrôle des sources d'émissions;
- teneur en soufre des combustibles brûlés et des gaz de combustion torchés;
- composition des flux d'entrée et de sortie.

Ces données ont été recueillies et utilisées afin de calculer l'estimation des émissions fugitives pour l'année 2000. Pour plus de détails, on consultera l'étude PGA (ACPP 2005a).

Méthodologie pour les estimations de la période 1990-1999

Sauf pour la Nouvelle-Écosse, on a estimé les émissions de l'industrie du PGA des différentes provinces pour la période 1990-1999 en se servant des estimations de l'étude PGA de 2000 (ACPP 2005a) et des données annuelles sur la production. En 2000, la Nouvelle-Écosse, qui, jusque là (soit de 1992 à 1999), ne produisait que du pétrole, a abandonné complètement cette production pour passer au gaz naturel. On a estimé les émissions fugitives de cette province en extrapolant les données de l'étude PGA de 1995 de l'ACPP (1999).

Pour plus de détails, on consultera l'étude PGA (ACPP 2005a).

Méthodologie pour les estimations de la période de 2001 à aujourd'hui

On a estimé les émissions pour la période de 2001 à aujourd'hui en extrapolant les données d'émissions du PGA de 2000 à l'aide des données d'activité pour chaque source d'émission de chacun des sous-secteurs. Avant le rapport de 2009, on a calculé onze paramètres d'activité pour chaque province/territoire et année et on les a utilisés pour ventiler les estimations de 2000 de l'étude PGA entre les années 2001-2006 :

- production de gaz naturel;
- pétrole brut classique (PC);
- pétrole lourd (PL);
- pétrole brut bitumineux (BN);
- gaz de combustion;
- gaz torchés;
- nombre de puits forés;
- déversements;
- nombre total de puits;

- PC + PL + BN;
- PL + BN.

Pour les fins du rapport de 2009, le modèle d'extrapolation PGA a été amélioré afin de ventiler avec plus d'exactitude les rejets de CO₂ du gisement provenant des puits de gaz naturel. Un autre paramètre d'activité a été ajouté, portant le total à douze pour chaque province, territoire et année. Le nouveau paramètre d'activité, appelé « perte d'extraction », est fondé sur les données des pertes (par évacuation) dues au procédé de traitement du gaz naturel. Il a remplacé le paramètre d'activité « production de gaz » dans la ventilation des rejets de CO₂ du gisement. En 2007, les 12 paramètres ont été utilisés pour estimer les émissions. La modification a été utilisée pour effectuer de nouveaux calculs pour les années de 2001 à 2006. Pour de plus amples renseignements, voir la section 3.3.2.5 du chapitre 3.

On a effectué le calcul à l'aide de l'Équation A3-3 :

Équation A3-3 :

$$TE_{i,j}^k = TE_{i,j}^{2000} \times \left(\frac{CA_j^k}{CA_j^{2000}} \right)$$

où :

$TE_{i,j}^k$	=	taux d'émission du composé i, à la source j pendant l'année k (t/an),
$TE_{i,j}^{2000}$	=	taux d'émission du composé i, à la source j pendant l'année k (t/an),
CA_j^k	=	coefficient d'activité pour la source j et l'année k,
CA_j^{2000}	=	coefficient d'activité de l'année de référence pour la source j

On a utilisé les données d'activité présentées au Tableau A3-3 pour calculer les douze paramètres d'activité (nommés ci-dessus) qui interviennent dans l'extrapolation des émissions de la période de 2001 à aujourd'hui. Ces données ont servi d'intrants au modèle. Les extrants sont l'estimation des émissions fugitives de l'industrie du PGA pour une année donnée.

Tableau A3-3 : Données d'activités et leurs sources

Origine	Publication	Données d'activité
Statistique Canada	Tableau 131-0001 CANSIM : Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel (Statistique Canada 2008a)	Production originale brute Moins de gaz brûlé sur les chantiers et pertes Emploi et utilisation sur les chantiers Emploi et utilisation, collection et usines de traitement
	Tableau 126-0001 CANSIM : Approvisionnement et utilisation du pétrole brut, mensuel (Statistique Canada 2008b)	Utilisations dans les usines Perte d'extraction Pétrole lourd Pétrole léger et moyen Pétrole synthétique Pétrole brut bitumineux
Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan	2007 Monthly Production and Disposition of Crude Oil at the Producer Level (Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan, 2008a) 2007-2008 Annual Report (Ministère de l'Énergie et des Ressources de la Saskatchewan, 2008b)	Production de pétrole brut léger et moyen Production totale de pétrole lourd Nombre total de puits exploitables (Saskatchewan)
Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP)	Données industrielles et information par région (ACPP 2008)	Nombre total de puits forés (y compris les puits improductifs et les puits de service)
Energy Resources Conservation Board (ERCB)	ST-99 ERCB Provincial Surveillance and Compliance Summary 2007 (ERCB 2008a) ST-59 Alberta Drilling Activity Monthly Statistics, décembre 2007 (ERCB 2008b)	Somme des incidents d'éruption (forage, entretien, etc.), venue de gaz et rupture de canalisation. Puits de pétrole et de gaz exploitables (décembre) (Alberta)
Ministère de l'Énergie, des Mines et des Richesses pétrolières de la Colombie-Britannique	Oil and Gas Production and Activity in British Columbia: Statistics and Resource Potential 1996-2007 (Ministère de l'Énergie, des Mines et des Richesses pétrolières de la Colombie-Britannique, 2008)	Somme des puits producteurs de pétrole et de gaz (C.-B.)
Ministère des Sciences, de la Technologie, de l'Énergie et des Mines du Manitoba	Manitoba Petroleum Statistics (Ministère des Sciences, de la Technologie, de l'Énergie et des Mines du Manitoba, 2008)	Puits capables de produire (décembre) (Manitoba)
Canada–Newfoundland and Labrador Offshore Petroleum Board (CNLOPB)	Development Wells – Hibernia (CNLOPB, 2008a) Development Wells – Terra Nova (CNLOPB, 2008b) Development Wells – White Rose (CNLOPB, 2008c)	Somme de tous les producteurs de pétrole et stations d'injection de gaz Somme de tous les producteurs de pétrole et stations d'injection de gaz Somme de tous les producteurs de pétrole et stations d'injection de gaz

Le Tableau A3-4 présente une liste des coefficients d'activité utilisés pour ventiler les émissions, avec leurs sources.

Tableau A3-4 : Données d'activité utilisées pour ventiler les émissions et leurs sources

Secteur	Source	Coefficients d'activité
Accidents et équipements défectueux	Déversements, ruptures, explosions	Masse totale des déversements, ruptures et explosions
Accidents et équipements défectueux	Systèmes de purge des tubages de surface	Nombre total de puits exploitables
Accidents et équipements défectueux	Migration des gaz	Nombre total de puits exploitables
Production de pétrole moyen/léger	Torchage	Volume des gaz torchés
Production de pétrole moyen/léger	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Chargement/déchargement	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Évacuation déclarée	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Pertes durant le stockage	Production de pétrole moyen/léger
Production de pétrole moyen/léger	Évacuation non déclarée	Production de pétrole moyen/léger
Forage des puits	Évacuation	Nombre de puits forés
Production de gaz naturel	Torchage	Volume des gaz torchés
Production de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Pertes durant le chargement/déchargement	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Évacuation déclarée	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Pertes durant le stockage	Production de gaz brut
Production de gaz naturel	Évacuation non déclarée	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Torchage	Volume des gaz torchés
Traitement de gaz naturel	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Pertes durant le chargement/déchargement	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Rejet du CO ₂ du gisement	Perte d'extraction
Traitement de gaz naturel	Évacuation déclarée	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Pertes durant le stockage	Production de gaz brut
Traitement de gaz naturel	Évacuation non déclarée	Production de gaz brut
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Torchage	Volume des gaz torchés
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Gaz d'échappement des déshydrateurs au glycol	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Pertes durant le chargement/déchargement	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Évacuation déclarée	Production de pétrole lourd
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Pertes durant le stockage	Production de pétrole lourd

Secteur	Source	Coefficients d'activité
Production à froid de pétrole lourd/bitume	Évacuation non déclarée	Production de pétrole lourd
Entretien des puits	Évacuation	Nombre de puits forés
Entretien des puits	Torchage	Nombre de puits forés
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Torchage	Volume des gaz torchés
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Pertes durant le chargement/déchargement	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Évacuation déclarée	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Pertes durant le stockage	Production de pétrole/bitume lourd
Production thermique de pétrole/bitume lourd	Évacuation non déclarée	Production de pétrole/bitume lourd
Transport de produits	Torchage	Volume des gaz combustibles
Transport de produits	Fuites fugitives provenant de l'équipement	Production de pétrole léger/moyen, de pétrole lourd et de bitume
Transport de produits	Évacuation	Production de pétrole léger/moyen, de pétrole lourd et de bitume
Transport de produits	Pertes durant le stockage	Production de pétrole léger/moyen, de pétrole lourd et de bitume
Essai des puits	Torchage	Nombre de puits forés
Essai des puits	Évacuation	Nombre de puits forés

Source : Extrapolation à partir de l'inventaire PGA des émissions de l'an 2000 à 2001, 2002, et 2003 (ACPP) (2005b).

A3.1.2.2 *Transport du gaz naturel*

Méthodologie

La quasi-totalité du gaz naturel produit au Canada est transporté par gazoduc depuis les usines de transformation jusqu'aux systèmes locaux de distribution. La plus grande partie des émissions sont causées par des fuites ou par l'évacuation par une bouche d'aération le long des gazoducs.

Le calcul des émissions fugitives lors du transport du gaz naturel repose sur deux documents. Le premier, CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry Draft Report (ACPP 1999), a été préparé par Clearstone Engineering pour l'ACPP en juillet 1999. Le second document consiste en une série de tableaux auxiliaires qui décrivent les émissions de CO₂, fournis par Brian Ross, de Clearstone Engineering. Le transport du gaz naturel ne produit aucune émission fugitive de N₂O. Les émissions de CO₂ et de CH₄ pour la période 1990-1996 sont tirées directement des deux sources consultées. On estime les émissions de CO₂ et de CH₄ pour la période allant de 1997 à aujourd'hui à l'aide de coefficients d'émission spécifiques à chacune des provinces.

On estime les émissions à l'aide de l'Équation A3-4 :

Équation A3-4 :

$$\text{Émission (kt)} = \text{Longueur du pipeline de transport (km)} \times \text{Coefficient d'émission (taux de fuite kt/km)}$$

On calcule les émissions pour chacune des provinces, puisque ces dernières ont des coefficients d'émission uniques, et ensuite on additionne les résultats afin d'obtenir les émissions totales de

CO₂ et de CH₄ au Canada. Terre-Neuve-et-Labrador, l'Île-du-Prince-Édouard, le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut ne possèdent pas de gazoducs pour le transport du gaz naturel. Toutefois, des conduites d'amenée de gaz naturel traversent le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest, et les émissions fugitives qui s'y rattachent sont prises en compte dans la catégorie 1.B.2.b.ii Production/traitement du gaz naturel dans le tableau du CUPR.

Coefficients d'émission

On a élaboré les coefficients d'émission des provinces pour la période commençant en 1997 (Tableau A3-5) à partir des données sur les émissions de 1996 et des longueurs des pipelines mentionnées dans l'étude de l'ACPP (1999). En 1998 et 1999, il n'y a pas eu d'émissions fugitives en Nouvelle-Écosse ni au Nouveau-Brunswick, puisqu'il n'y avait pas encore de gazoducs dans ces provinces.

Tableau A3-5 : Coefficients d'émission pour le transport du gaz naturel de 1997 à aujourd'hui

Province	Coefficients d'émission (kt/km)	
	CO ₂	CH ₄
Nouvelle-Écosse	$2,40 \times 10^{-5}$	0,0032
Nouveau-Brunswick	$2,40 \times 10^{-5}$	0,0032
Québec	$7,20 \times 10^{-5}$	0,0096
Ontario	$1,60 \times 10^{-5}$	0,0022
Manitoba	$2,90 \times 10^{-5}$	0,0039
Saskatchewan	$1,50 \times 10^{-5}$	0,0021
Alberta	$2,80 \times 10^{-5}$	0,0038
Colombie-Britannique	$2,90 \times 10^{-5}$	0,0039

Données d'activité

L'estimation des émissions fugitives pour la période de 1998 jusqu'à aujourd'hui est basée sur les données relatives à la longueur des pipelines qui ont servi au transport du gaz naturel chaque année. Ces données, publiées chaque année par Statistique Canada, sont présentées au tableau 5 (*Longueur des conduites de gaz naturel, selon la province, au 31 décembre*), à la ligne Distribution, du document Transport et distribution du gaz naturel (n° 57-205).

A3.1.2.3 Raffinage du pétrole

Le modèle de raffinage est basé sur le document intitulé Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production (ICPP, 2004), qui a été préparé en 2004 par la firme Levelton Consultants Ltd. pour l'Institut canadien des produits pétroliers (ICPP), Ressources naturelles Canada (RNCan), Environnement Canada et Industrie Canada. Cette étude, fruit d'un sondage effectué auprès de l'industrie du raffinage, utilise les données recueillies ainsi que d'autres données du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC), pour élaborer des estimations des émissions de GES pour 1990 et pour la période 1994-2002.

La présente discussion de la méthodologie utilisée pour les raffineries se divise en trois parties: les émissions fugitives, le torchage et l'évaporation. La méthodologie utilisée pour les émissions de la combustion est présentée à l'annexe 2 du rapport d'inventaire national.

Méthodologie

Émissions fugitives

On calcule les émissions fugitives pour la période 1991-1993 et depuis 2003 à l'aide de l'Équation A3-5:

Équation A3-5 :

$$\text{Émissions fugitives de GES (t)} = \text{Coefficient d'émission (t/GJ)} \times \text{Consommation annuelle d'énergie des raffineries (GJ)}$$

La consommation annuelle d'énergie des raffineries (GJ) est la somme de l'énergie de tous les carburants consommés par les raffineries et inclus sous la rubrique « consommation par le producteur » dans le BDEEC (Statistique Canada n° 57-003-XIB). La consommation d'énergie est la même que celle du modèle de combustion fixe utilisé à la section 1.A.1.b. Raffinage du pétrole.

On a recours à deux coefficients d'émission (CE), l'un pour les émissions de CO₂ et l'autre pour les émissions de CH₄. Ces coefficients ont été élaborés et utilisés dans l'étude des raffineries (ICPP 2004). On les utilise pour estimer les émissions fugitives des années non couvertes par l'étude, soit de 1991 à 1993 et la période allant de 2003 à aujourd'hui.

Les coefficients d'émission sont les suivants :

- Dioxyde de carbone : 2,78 tonnes CO₂/GJ
- Méthane : 11,89 tonnes CH₄/GJ

Selon l'étude des raffineries, les émissions de N₂O pour 1990 et pour la période 1994-2002 sont restées constantes à 0,1 kt N₂O/an; toutefois, l'étude des raffineries ne contient pas assez de données pour permettre d'élaborer un coefficient pour ces émissions. On garde constantes les émissions de N₂O à 0,1 kt N₂O/an pour les années 1991-1993 et pour la période commençant en 2003.

Processus d'émissions (évacuation)

Les émissions se font surtout par l'évacuation de CO₂ lors de la production d'hydrogène à l'aide de gaz naturel. Ces émissions pour les périodes de 1991 à 1993 et de 2003 à aujourd'hui ont été estimées à partir d'un coefficient d'émission moyen et de données sur la consommation d'énergie.

Émissions par torchage

Les émissions par torchage ont été mesurées séparément pour le CO₂, le CH₄ et le N₂O dans l'étude des raffineries (ICPP, 2004). Comme cette étude n'a produit aucun coefficient pouvant servir à l'estimation des émissions à partir de 2003, on a élaboré un coefficient d'émission moyen à partir des résultats de l'étude des raffineries. Les émissions par torchage pour les périodes de 1991 à 1993 et de 2003 à aujourd'hui ont été estimées à l'aide de ce coefficient et des données sur la consommation d'énergie.

Données d'activité

Les données d'activité présentée au Tableau A3-6 ont servi au calcul des émissions fugitives des raffineries :

Tableau A3-6 : Données d'activité des raffineries et leurs sources

Origine	Publication	Données d'activité
Statistique Canada	Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (BDEEC) (Statistique Canada n° 57-003-XIB)	Consommation annuelle d'énergie des raffineries et des producteurs (par raffinerie)
Institut canadien des produits pétroliers (ICPP)	Economic And Environmental Impacts Of Removing Sulphur From Canadian Gasoline And Distillate Production, Levelton Consultants Ltd., 2004	- Émissions fugitives
		Tableau 3-2 : Inventaire régional des GES de l'ICPP - détaillé (kilotonnes)
		-Émissions attribuables aux procédés
		Tableau 3-2 : Inventaire régional des GES de l'ICPP - détaillé (kilotonnes)
		-Émissions par torçage
		Annexe E - Gaz brûlés

A3.1.2.4 *Distribution du gaz naturel*

Méthodologie

On calcule les émissions fugitives attribuables à la distribution du gaz naturel en se basant sur un rapport de l'Association canadienne du gaz (ACG) intitulé 1995 Air Inventory of the Canadian Natural Gas Industry. Pour toutes les années de la période allant de 1990 jusqu'à aujourd'hui, on a estimé les émissions à l'aide des données d'activité de Statistique Canada et des taux de fuite du rapport de l'ACG (1997). Seules les émissions fugitives de CH₄ sont prises en compte dans la distribution du gaz naturel. On établit la relation entre les données et les coefficients de la façon suivante :

Équation A3-6 :

$$\text{Émission (kt)} = \text{Longueur du pipeline de distribution (km)} \times \text{Coefficient d'émission (taux de fuite kt/km)}$$

On a d'abord estimé les émissions fugitives attribuables à la distribution du gaz naturel pour chacune des provinces, puis on a additionné ces résultats afin d'obtenir les émissions totales pour le Canada. Pendant la période 1990 jusqu'à aujourd'hui, il n'y avait aucun gazoduc dans les provinces et territoires suivants : Terre-Neuve-et-Labrador, Île-du-Prince-Édouard, Nouvelle-Écosse, Nouveau-Brunswick, Nunavut, Yukon et Territoires du Nord-Ouest.

Coefficients d'émission

Les taux de fuite tirés du rapport de l'ACG (1997) sont présentés au Tableau A3-7.

Tableau A3-7 : Coefficients pour les émissions fugitives de CH₄ attribuables à la distribution du gaz naturel

Années	Taux de fuite (kt/km)
1990-1992	0,0008
De 1993 à aujourd'hui	0,0007

Données d'activité

Les mesures nécessaires aux données sont celles des longueurs des pipelines de distribution par province. Ces données sont publiées chaque année par Statistique Canada au *tableau 5 (Longueur des conduites de gaz naturel, selon la province)*, à la ligne *Distribution*, du document *Transport et distribution du gaz naturel* (n° 57-205).

A3.1.2.5 Industrie des sables bitumineux et de la valorisation du pétrole lourd

L'industrie des sables bitumineux et de la valorisation du pétrole lourd (SB/VPL) produit du pétrole brut synthétique et d'autres produits du bitume. Le bitume est une substance visqueuse naturelle formée d'hydrocarbures plus lourds que le pentane et d'autres contaminants, comme des composés soufrés. Dans son état naturel, il ne peut s'écouler dans un réservoir ou sur la surface. Le bitume est au bas de l'échelle des pétroles bruts lourds, et on l'appelle parfois pétrole brut ultra-lourd. Le terme « sables bitumineux » est utilisé par le gouvernement de l'Alberta pour désigner certaines régions de l'Alberta où se trouvent des concentrations des sables bitumineux et des dépôts d'autres types de pétrole lourd brut. Les sables bitumineux sont un mélange non consolidé de sable, d'argile, d'eau et de bitume.

Dans cette région, on extrait le bitume dans des mines de sables bitumineux à ciel ouvert ou dans des installations situées sur place, à l'aide de techniques d'extraction thermique. Les émissions attribuables à l'extraction secondaire et à l'extraction thermique sont calculées dans l'étude PGA (ACPP 2005a. Le rapport intitulé *A National Inventory of GHGs, CACs and H2S Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry: 1990 to 2003* (rapport sur le bitume 2006) préparé par Clearstone Engineering Ltd. pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers (ACPP) inclut les émissions attribuables à l'extraction, au traitement et à la valorisation du bitume et du pétrole lourd.

Le rapport de 2006 sur le bitume (ACPP 2006) est la source des données utilisées pour le calcul des émissions fugitives provenant de l'extraction et du traitement des sables bitumineux pour la période 1990-2003.

À partir de 2004, on a estimé les émissions à l'aide du Bitumen-Oil Sands Extrapolation Model – 3^e version, élaboré par Clearstone Engineering Ltd. pour Environnement Canada en 2007. Ce modèle utilise les résultats du rapport sur le bitume (ACPP 2006) ainsi que les données de production annuelle publiées par l'AEUB et l'ONE. On trouvera plus bas une brève description de la méthodologie, du modèle et des données utilisées. Pour plus de détails, on consultera le rapport de 2006 sur le bitume (ACPP 2006).

Les principales sources d'émissions de l'industrie des SB/VPL sont :

- les émissions attribuables au procédé de reformage à la vapeur du gaz naturel afin produire de l'hydrogène pour la valorisation;
- le méthane présent dans les dépôts de sables bitumineux et émis lors de l'extraction, de l'assèchement des puits de mine et de la manutention du minerai;
- la volatilisation des hydrocarbures provenant des sables bitumineux exposés et causée par le transport et la manutention des sables bitumineux;
- la formation de gaz biogène (surtout du méthane) dans certains bassins de résidus;
- la volatilisation et la décomposition du bitume résiduel et du diluant, qui persistent jusqu'aux bassins de résidus;

- les fuites attribuables à l'équipement, au dégazage, au torchage et aux pertes durant le stockage dans les installations de préparation, d'extraction et de valorisation du minerai et leurs usines de génération et de cogénération;
- les déversements et les émissions accidentelles;
- les sources secondaires, comme les installations de traitement des effluents, les sites d'enfouissement, les chantiers, les activités manufacturières, les parcs de véhicules, les avions d'affaire, ainsi que les bateaux et les dragues utilisés sur les bassins de résidus miniers.

Le Tableau A3-8 présente les émissions regroupées par catégorie de sources et par zone d'opération.

Tableau A3-8 : Catégories de sources et zones d'opérations utilisées dans le rapport sur le bitume (ACPP 2006)

Catégorie de sources	Zone d'opération
Torchage	Toutes
Fugitives	Séparateur API (American Petroleum Institute)
	Fuites d'équipement
	Sables bitumineux exposés
	Bassins
	Autres
	Cuves de stockage
Émissions attribuables au procédé	Désulfuration des gaz de combustion
	CO ₂ provenant de gaz naturel acide
	Usine H ₂
	Source ponctuelle de non combustion

Rapport sur le bitume : estimation des émissions pour la période 1990-2003

Le rapport de 2006 sur le bitume (ACPP 2006) compile les inventaires de niveau 3 des installations de l'industrie des SB/VPL : Syncrude Canada Ltd. (exploitation minière et installations d'extraction et de valorisation de Mildred Lake et exploitation minière et installation d'extraction Aurora North), Suncor Energy (exploitation minière et installations d'extraction et de valorisation); Husky Energy (installations de valorisation de Lloydminster); Consumers' Co-operative Refineries Limited (installations de valorisation de Regina); Albian Sands Energy (exploitation minière et installations d'extraction de la rivière Muskeg); Shell Canada Limited (installations de valorisation de Fort Saskatchewan). On y détermine les limites géographiques des installations de façon à prendre en compte toutes les émissions, y compris celles des usines de cogénération.

Dans la mesure du possible, le rapport sur le bitume se base sur les données d'émissions contenues dans les rapports des différentes installations. Ces données ont été comparées à celles des inventaires et aux données transmises au ministère de l'Environnement de l'Alberta. Sinon, on a estimé les émissions en se basant sur les données d'activité disponibles et sur les coefficients d'émission. On a estimé les émissions de deux façons. La première méthode, celle des coefficients d'émission, utilise les données d'activité et des coefficients d'émission normalisés. Dans les cas où les données d'activité n'étaient pas disponibles, on a utilisé la méthode de l'indice de coefficient d'émission. Pour plus de détails sur ces méthodes, on consultera le rapport sur le bitume (ACPP 2006).

Les sources des données d'activité utilisées pour estimer les émissions sont les suivantes :

- renseignements sur les exploitants des installations;
- statistiques sur l'énergie publiées par l'Energy Resources Conservation Board (ERCB) (auparavant l'Alberta Energy and Utility Board [AEUB]);
- résultats de la surveillance des émissions à la source transmis au ministère de l'Environnement de l'Alberta;
- données des rapports des compagnies aux Mesures volontaires et Registre (MVR);
- Inventaire national des rejets de polluants d'Environnement Canada (INRP);
- dossiers des évaluations d'environnementales réalisées lors de demandes récentes de développement énergétique dans l'industrie des SB/VPL;
- littérature.

Pour plus de détails, on consultera le rapport sur le bitume (ACPP 2006).

Modèle d'extrapolation : estimation des émissions depuis 2004

Le modèle d'extrapolation permet d'estimer les émissions de GES attribuables à la production de pétrole lourd par méthode thermique ainsi qu'à l'exploitation minière, à l'extraction et à la valorisation des sables bitumineux au Canada. Ce modèle, élaboré à partir des résultats du rapport sur le bitume (ACPP 2006), de données d'activité publiques et de données sur les émissions provenant des différentes installations, permet d'estimer les émissions depuis 2004. Il permet d'obtenir le même niveau de désagrégation des émissions par catégories de sources que celui des inventaires. Pour l'année 2006, les émissions provenant des nouvelles installations d'exploitation des sables bitumineux UTS Fort Hills de Pétro-Canada, maintenant en ligne, ont été estimées à partir de coefficients d'émission dérivés de l'exploitation Muskeg River de la société Albian. Elles ont été ajoutées pour l'extrapolation des émissions de l'année 2007 et les années ultérieures. Pour en savoir plus sur la méthodologie, on consultera le rapport sur le modèle d'extrapolation.

Méthodologie d'extrapolation

Le modèle d'extrapolation permet d'estimer les émissions attribuables à l'industrie des SB/VPL depuis 2004 en appliquant des coefficients d'émission spéciaux et des coefficients de calcul proportionnel dérivés des inventaires des installations (1990-2003) à des données d'activité publiques pour une année en particulier. On extrapole les émissions à l'aide de l'équation A3-7:

Équation A3-7 :

$$ER_i = CE_i \times (A_1 + A_2)$$

où :

ER_i	=	émissions de la substance i, tonnes par année
CE_i	=	coefficient d'émission de la substance i
A_1, A_2	=	données d'activité pertinentes au coefficient d'émission

Coefficients d'émission

On a élaboré des coefficients d'émission pour chacune des installations de SB/VPL de l'Alberta et de la Saskatchewan en mettant en corrélation les données les plus récentes (pour une période de trois ou quatre ans) du rapport sur le bitume (ACPP, 2006) sur les émissions de l'installation et les données disponibles sur la comptabilité de production du site. On trouvera les coefficients d'émission dans le rapport sur le modèle d'extrapolation (Environnement Canada, 2007).

Données d'activité

Les données d'activité utilisées pour l'extrapolation des émissions proviennent de deux sources. Pour l'Alberta, elles sont tirées du document *ST-43 : Mineable Alberta Oil Sands Annual Statistics pour 2007 (ERCB, 2008c)*, qui est une publication annuelle. Pour la Saskatchewan, on utilise les données sur la quantité de pétrole lourd produit publiées dans les tableaux de l'Office national de l'énergie (ONE) disponibles sous la rubrique « Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada » (ONE, 2008). Les données sont inscrites au Tableau A3-9.

Tableau A3-9 : Données d'activité utilisées pour le modèle d'extrapolation

Données sur les émissions albertaines tirées du rapport ST-43 de l'RCB		
Exploitant	Site	Paramètres
Albian Sands	Rivière Muskeg	Production de bitume Sables bitumineux exploités
Petro-Canada UTS	Fort Hills	Production de bitume Sables bitumineux exploités
Shell	Valorisateur de Scotford	Gaz de procédé torché/perdu Production de brut synthétique
Suncor	Tar Island	Naphte torché/perdu Naphte transformé Production de naphte Soufre torché/perdu Brut synthétique en carburant/utilisé Production de brut synthétique Sables bitumineux exploités
Syncrude	Mildred Lake	Production de bitume Production d'hydrocarbures intermédiaires Sables bitumineux exploités Brut synthétique en carburant/utilisé Production de brut synthétique
	Aurora	Production de bitume Sables bitumineux exploités Brut synthétique en carburant/utilisé
Données de l'ONE sur les émissions de la Saskatchewan		
Type de brut	Sous-catégorie de brut	Province
Brut lourd	SK CONV	Saskatchewan

A3.2 Méthodologie pour les procédés industriels

Le secteur des procédés industriels englobe les émissions de GES issues d'activités industrielles sans rapport avec l'énergie. Les activités dont il est question dans ce secteur sont la production et l'utilisation de produits minéraux, la production de produits chimiques, la production de métaux, la consommation d'halocarbures et de SF₆, ainsi que d'autres procédés industriels ou procédés indifférenciés. Chacune de ces activités peut être subdivisée en diverses catégories, par exemple, les émissions de CO₂ attribuables à la sidérurgie ou les émissions de SF₆ issues du moulage du magnésium, dont il a été question au chapitre 4. La présente section de l'annexe 3 décrit en détail les méthodes (équations particulières, données d'activité et coefficients d'émission) qui ont servi à estimer les émissions de GES associées aux catégories suivantes :

- les émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac;
- les émissions de CO₂ attribuables à d'autres procédés industriels ou à des procédés indifférenciés.

A3.2.1 Émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac

A3.2.1.1 Méthodologie

On a calculé les émissions attribuables à la production d'ammoniac à l'aide d'un coefficient d'émission de 1,56 t CO₂/t NH₃ produit. Ce coefficient d'émission, tiré de l'étude « Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990 » (Jaques 1992), est établi à partir de la quantité de gaz naturel nécessaire à la production d'une tonne d'ammoniac liquéfié. Les renseignements sur les besoins en matières premières du processus de reformage du méthane à la vapeur proviennent de l'ouvrage « Industrial Chemicals », de F. Lowenheim et M. Moran (Lowenheim et Moran 1980). Le Tableau A3-10 donne en détail le processus de calcul du coefficient d'émission du NH₃ (1,56 t CO₂/t NH₃).

Tableau A3-10 : Calcul du coefficient d'émission pour la production d'ammoniac

Base de calcul : 1 tonne de NH ₃ .						
Volume de gaz naturel nécessaire à la fabrication de 1 tonne de NH ₃ : 812 m ³ (A).						
Volume molaire du gaz naturel à 15 °C : 0,02365 m ³ /mol (B).						
Composition du gaz naturel	Nombre d'atomes de carbone	Capacité d'émissions de CO ₂ par mole de composant (g/mole)	Présence dans le gaz naturel (% par volume)	Volume de chaque composant dans 812 m ³ de gaz naturel (m ³)	Nombre de moles de chaque composant dans 812 m ³ de gaz naturel (mole)	Émissions de CO ₂ attribuables à chaque composant (t)
	C	D = C × 44 g de CO ₂ /mole	E	F = E × A	G = F/B	H = G × D/1 000 000
Méthane (CH ₄)	1	44	92	747	31 554	1,39
Éthane (C ₂ H ₆)	2	88	3,6	29	1 235	0,11
Propane (C ₃ H ₈)	3	132	1,0	8	343	0,05
Butane (C ₄ H ₁₀)	4	176	0,3	2	103	0,02
Azote	0	0	3,1	25	1 063	0,00
Coefficient d'émission (t CO₂/t NH₃)						1,56

Comme l'hydrogène requis pour le processus Haber-Bosch peut être obtenu à l'aide d'autres méthodes que le reformage du méthane à la vapeur (RMV), la production d'ammoniac n'entraîne pas nécessairement d'émissions de CO₂. On ne doit donc multiplier que la production nette d'ammoniac qui est source d'émissions de CO₂ par le coefficient d'émissions. Les données sur la production due aux émissions de CO₂ utilisées dans les calculs peuvent provenir directement des usines de production d'ammoniac, ou bien être estimées à l'échelle nationale.

Certaines usines de production d'ammoniac n'ont pas fourni leurs données d'exploitation pour la période 1990-2007. Afin d'en estimer la partie non déclarée de la production d'ammoniac émettant du CO₂, on a soustrait la quantité d'ammoniac produite à partir d'hydrogène obtenu en sous-produit et celle produite à partir d'hydrogène obtenu par reformage du méthane à la vapeur, telles que déclarées par les usines, de la production nationale totale d'ammoniac, telle que publiée par Statistique Canada dans « Produits chimiques industriels et résines synthétiques » (n° 46-002). On a ensuite multiplié la production totale non déclarée par la taille relative de chacune des usines n'ayant pas soumis de déclaration afin d'obtenir une estimation de leur production non déclarée. On notera que toutes les usines utilisant de l'hydrogène obtenu en sous-produit ont déclaré leur production et leurs émissions; les absences de déclaration ne touchent donc que les usines d'ammoniac émettant du CO₂. En multipliant la production déclarée et la production non déclarée d'ammoniac responsables des émissions de CO₂ par le coefficient d'émission de 1,56 t CO₂/t NH₃, on a obtenu le total du CO₂ émis. Pour estimer la contribution de chaque province aux émissions de CO₂ attribuables au reformage du méthane à la vapeur, on a regroupé les productions déclarées et estimées des usines selon leur emplacement. Après avoir calculé la production totale par province, on l'a multipliée par le coefficient d'émission. Toutefois, aux fins de l'inventaire, on a inclus les estimations d'émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac par province dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.

À signaler également que la quantité de gaz naturel utilisée pour produire de l'hydrogène aux fins du procédé de production d'ammoniac est également consignée par Statistique Canada avec toutes les autres utilisations du gaz naturel à des fins non énergétiques. C'est pourquoi, pour éviter une double comptabilisation à l'échelle nationale, on a soustrait les émissions de CO₂ attribuables à la production d'ammoniac des émissions totales de CO₂ attribuables à l'utilisation des combustibles fossiles à des fins non énergétiques (tel que déclaré dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés).

La technique d'estimation (émission = production d'ammoniac x coefficient d'émission) décrite dans la présente section est l'une des méthodes suggérées dans les lignes directrices du GIEC, révisées en 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997). On notera toutefois que le coefficient d'émission de 1,56 t CO₂/t NH₃ produit est une valeur nationale moyenne. Les questions de méthodologie qui se rattachent au calcul des émissions de CO₂ résultant de la production d'ammoniac ne sont pas abordées expressément dans les Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux (GIEC, 2000).

A3.2.1.2 Sources de données

Les données sur la production d'ammoniac proviennent, autant que possible, des usines. Les données sur la production pour la période 1990-2004 ont été recueillies ou estimées en 2006 dans l'étude de Cheminfo (Cheminfo Services, 2006). Pour 2005-2007, les compagnies les ont transmises de façon volontaire à la division des GES. La publication « Produits chimiques industriels et résines synthétiques », (n° 46-002) de Statistique Canada, fournit des données sur la production nationale totale d'ammoniac.

A3.2.2 Émissions de CO₂ attribuables à d'autres procédés industriels ou à des procédés indifférenciés

A3.2.2.1 Méthodologie

Les émissions de CO₂ attribuables à l'utilisation non énergétique des hydrocarbures sont déclarées dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés, quand elles ne sont pas comprises dans une autre catégorie de l'inventaire. Ces émissions proviennent principalement des activités de production pétrochimique, même s'il y a un certain nombre d'autres utilisations non énergétiques dans les secteurs de l'exploitation et du traitement des métaux non ferreux, de la sidérurgie et d'autres sous-secteurs de l'industrie chimique, par exemple la production de noir de carbone. Dans les industries de pétrochimie et de production de noir de carbone, on utilise des combustibles fossiles primaires et secondaires (gaz naturel, produits pétroliers, charbon) à des fins non énergétiques dans la fabrication de produits. Cette utilisation des combustibles fossiles peut impliquer la combustion d'une partie du contenu en hydrocarbures pour produire de la chaleur destinée à alimenter le procédé, par la combustion des gaz combustibles sous-produits, par exemple. Parmi les autres utilisations à des fins non énergétiques comprises dans d'autres catégories de l'inventaire figure l'utilisation du coke dans la production sidérurgique et des anodes de carbone dans le procédé de production d'aluminium pour transformer l'alumine en aluminium par réduction électrolytique. Les combustibles fossiles peuvent être groupés en trois types : gazeux, solides et liquides. Les estimations des émissions découlant de chaque type de combustible sont analysées séparément dans les sections qui suivent.

Combustibles gazeux

Le seul combustible gazeux pris en considération dans cette catégorie est le gaz naturel utilisé à des fins non énergétiques. Bien qu'on puisse l'utiliser dans la production de méthanol et de noir de carbone thermique, une bonne partie est en fait destinée au reformage du CH₄ à la vapeur en vue de produire l'hydrogène dont ont besoin les installations de fabrication d'ammoniac. Pour estimer les émissions de CO₂, on a multiplié l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques de chaque province ou territoire par un coefficient d'émission égal à 1 522 g CO₂/m³ (Cheminfo Services, 2005). La somme de l'ensemble des émissions provinciales et territoriales donne l'estimation nationale. À l'échelon national, les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques sont rajustées pour tenir compte de celles dues à la production de l'ammoniac. Plus précisément, le CO₂ attribuable à la production de l'ammoniac, à l'échelon national, est soustrait de la quantité totale de CO₂ issu de l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques afin d'éviter tout comptage en double. À noter aussi que les émissions dues à l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques pour produire de l'hydrogène dans les industries de raffinage du pétrole et du bitume sont allouées au secteur de l'énergie de l'inventaire.

Combustibles solides

Les combustibles solides inclus dans la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés » sont les suivants :

- charbon bitumineux canadien;
- charbon subbitumineux;
- charbon bitumineux étranger;
- lignite;

- anthracite;
- coke métallurgique.

Afin de déterminer, pour chacune des provinces, les émissions de CO₂ provenant de ces combustibles solides et du pétrole, on a appliqué les coefficients d'émission par combustible, par province et par année (Jaques 1992; McCann 2000), donnés au tableau A12-7 et à l'annexe 12, aux quantités de consommation déclarées comme utilisées à des fins non énergétiques. L'estimation des émissions nationales concernant l'utilisation des combustibles solides à des fins non énergétiques est le total de l'ensemble des émissions provinciales-territoriales.

Les coefficients d'émission utilisés pour estimer les rejets de CO₂ dus à l'utilisation du charbon et des produits du charbon à des fins non énergétiques sont les mêmes que pour la combustion, parce que l'on présume que 99 % du carbone présent dans ces produits finira par s'oxyder et par être rejeté sous forme de CO₂.

Combustibles liquides

Outre les émissions provenant de l'utilisation des combustibles solides et gazeux mentionnées ci-dessus, les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation non énergétique des combustibles liquides, les principaux LGN, les charges d'alimentation pétrochimiques du raffinage du pétrole, le coke de pétrole et les lubrifiants sont également incluses dans la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ».

Pour estimer ces émissions dans chacune des provinces et territoires, on multiplie la quantité de chacun des combustibles utilisés à des fins non énergétique par son coefficient d'émission, comme le montrent les tableaux A12-5 de l'annexe 12 pour le coke de pétrole et les Tableaux A3-11 et A3-12 pour les autres combustibles liquides. La somme des estimations provinciales et territoriales donne l'estimation des émissions nationales.

Il convient de noter, qu'en raison de la façon dont les statistiques sur l'énergie sont actuellement établies au Canada, une partie d'utilisation à des fins non énergétiques de combustibles liquides a été déclarées dans la catégorie des utilisations à des fins énergétiques qui est comprise dans le secteur de l'énergie.

Dans le cas de l'utilisation de LGN à des fins non énergétiques, les coefficients qui tiennent compte des émissions susceptibles de survenir lorsque la totalité du carbone est oxydée sont donnés dans l'étude de McCann (2000). Les « Lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre », de 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997) fournissent une valeur par défaut pour la fraction du carbone stockée dans des produits quand du propane, du butane ou de l'éthane sont utilisés comme charge d'alimentation. On multiplie ensuite les coefficients d'émission potentiels de McCann (2000) par la fraction 0,8 de carbone stockée (1-GIEC) afin d'obtenir les coefficients d'émission des trois LGN utilisés à des fins non énergétiques, qui sont indiqués au Tableau A3-11.

Tableau A3-11 : Coefficients d'émission de CO₂ pour les liquides de gaz naturel

	Fraction de carbone stockée dans les produits	Coefficients d'émission (g CO ₂ /L)	Sources
Propane	0,8	303	GIEC/OCDE/AIE (1997)
Butane	0,8	349	GIEC/OCDE/AIE (1997)
Éthane	0,8	197	GIEC/OCDE/AIE (1997)

L'utilisation à des fins non énergétiques des produits pétroliers provenant des raffineries (p. ex., charges d'alimentation pétrochimiques, naphte, lubrifiants, graisses et autres produits pétroliers) engendre également des émissions de CO₂ qui sont incluses dans la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ». Leurs coefficients de carbone (masse de carbone émise par unité de carburant utilisé) proviennent de Jaques (1992). Ces coefficients sont ensuite multipliés par le rapport entre le poids moléculaire du CO₂ et celui du carbone, qui est de 44/12, et par (1 - fraction de carbone stockée) pour donner les coefficients d'émission de CO₂ utilisés pour estimer les émissions. Les valeurs par défaut de la fraction de carbone stockée sont également mentionnées dans les « Lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre », de 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Les calculs utilisés pour obtenir les coefficients d'émission relatifs aux combustibles utilisés à des fins non énergétiques sont donnés dans le Tableau A3-12. Pour estimer les émissions aux échelons national, provincial et territorial, le volume du produit non énergétique utilisé est multiplié par son coefficient d'émission.

Tableau A3-12 : Coefficients d'émission de CO₂ pour les produits pétroliers non énergétiques

Produits non énergétiques	Facteur du carbone (g C/L)	Rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et celui du carbone	Fraction de carbone stockée (valeur par défaut du GIEC)	Coefficient d'émission de CO ₂ résultant (g CO ₂ /L)
	A	B	C	D = A × B × (1 - C)
Matières premières pétrochimiques	680	3 2/3	0,8	500
Naphtes	680	3 2/3	0,75	625
Graisses et huiles de lubrification	770	3 2/3	0,5	1 410
Pétrole utilisé pour d'autres produits	790	3 2/3	0,5	1 450

Le total des émissions du sous-secteur des autres procédés industriels et procédés indifférenciés est égal à la somme des estimations des émissions attribuables à l'utilisation non énergétique des combustibles gazeux, liquides et solides. Pour calculer les émissions totales nettes, (c.-à-d. les estimations d'émissions déclarées) du pays, on soustrait toutes les émissions provenant des combustibles utilisés à des fins non énergétiques prises en compte dans d'autres catégories du total des émissions. Ainsi, les émissions de CO₂ attribuables à la consommation d'électrodes dans la production d'aluminium, à l'utilisation de gaz naturel dans la production d'ammoniac et à la consommation des électrodes des FEA dans la production sidérurgique sont déclarées dans d'autres sous-secteurs; on les soustrait donc des totaux des émissions nationales du sous-secteur des autres procédés industriels et procédés indifférenciés afin d'éviter une double comptabilisation. On notera toutefois qu'à l'échelle des provinces, on ne soustrait que les émissions de CO₂ attribuables à la production d'aluminium et à la sidérurgie.

A3.2.2.2 Sources de données

Le BDEEC (Statistique Canada n° 57-003) est la source des données sur les activités relatives à la catégorie « Autres procédés industriels et procédés indifférenciés ». Le présent rapport expose les données par type de combustible ainsi que par secteur d'application (c'est-à-dire, l'utilisation à des fins énergétiques par opposition à des fins non énergétiques).

A3.3 Méthodologie pour le secteur agricole

La présente section de l'annexe 3 décrit les méthodologies d'estimation, les équations, les données d'activités, les coefficients d'émission et les paramètres utilisés pour estimer les émissions de gaz à effet de serre (GES) dans le secteur agricole :

- les émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique;
- les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables à la gestion des fumiers;
- les émissions de N₂O des sols agricoles (émissions directes, émissions indirectes et émissions du fumier animal sur les pâturages, les grands parcours et dans les enclos).

Nous examinons d'abord à la section 1A3.3.1 les données sur les populations animales que l'on trouve facilement dans les sources de documentation agricoles, et nous caractérisons ensuite en 1A3.3.2 les populations de bovins. Les méthodes d'estimation des GES d'origine agricole sont décrites dans les sections A3.3.3 à A3.3.6. Il convient de noter que les sols agricoles émettent et capturent également le CO₂, mais ces sources ou puits de carbone sont pris en compte dans l'étude du secteur de l'affectation des terres, du changement d'affectation des terres et de la foresterie (ATCATF) (voir section)

A3.3.1 Sources de données sur les populations animales

Les données annuelles sur la population d'animaux d'élevage et de volaille à l'échelon provincial ont été utilisées pour établir les estimations des émissions. Celles correspondant à chacune des catégories ou sous-catégories ont été obtenues pour chaque province auprès de Statistique Canada (voir le Tableau A3-13). Les données sur les populations de bétail et de volailles sont établies sur une base annuelle, même si elles sont tirées du recensement quinquennal de l'agriculture ainsi que d'études semi-annuelles ou trimestrielles portant sur des catégories importantes d'animaux.

Pour annualiser les données sur les populations de bovins, de moutons, d'agneaux et de porcs fondées sur le recensement de l'agriculture et d'autres études, on a établi des moyennes simples. Les populations de chevaux, chèvres, bisons, lamas, alpacas et volailles sont estimées tous les 5 ans, uniquement par le recensement de l'agriculture. Ces populations sont annualisées par interpolation linéaire afin d'éviter de trop grandes variations annuelles. Par ailleurs, comme il n'y a pas eu de recensement des bisons en 1986, on a utilisé, pour 1990, la population de 1991.

Tableau A3-13 : Sources de données sur les populations animales

Catégories	Sources/notes
Bovins	Données téléchargées de CANSIM ⁵³ en octobre 2008
Moutons et agneaux	Données téléchargées de CANSIM en octobre 2008
Porcs	Données téléchargées de CANSIM en octobre 2008
Volailles	Certaines données chronologiques du <i>Recensement de l'agriculture</i> , section 2 - Une vision agricole de sept recensements, Canada et provinces : années de recensement 1976 à 2006, tableau 2.16 (Statistique Canada 2007a, n° 95-632 au catalogue) : http://www.statcan.gc.ca/pub/95-632-x/2007000/t/4129745-fra.htm Tableaux de données sur les exploitations et les exploitants agricoles : http://www.statcan.ca/pub/95-629-x/2007000/ Regard sur certains produits, Canada et provinces : années de recensement 1976 à 2006, tableau 4.4 : (http://www.statcan.ca/english/freepub/95-632-XIE/2007000/tables/table4.6-en.htm)
Chèvres, chevaux, lamas, alpacas et bisons	Statistique Canada. 2008. <i>Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada</i> : Années recensées - 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 (Statistique Canada, n° 23-502 au catalogue)

A3.3.2 Caractérisation des bovins

Pour les bovins laitiers et de boucherie, on a privilégié l'analyse de niveau 2 du GIEC (GIEC, 2000) afin d'estimer les coefficients d'émission de CH₄ provenant de la fermentation entérique et de la gestion des fumiers. À cette fin, on a caractérisé la population bovine selon l'espèce animale, l'état physiologique, l'âge, le sexe, le poids, le taux de croissance, le niveau d'activité et le milieu d'élevage.

Lorsqu'elles étaient disponibles, les données recueillies dans le cadre des enquêtes sur les méthodes d'élevage et de gestion publiées dans des revues scientifiques ont été utilisées pour décrire le milieu d'élevage et le rendement connexe des espèces animales. Comme cette information n'était pas disponible pour toutes les catégories de bétail, on a réalisé une enquête sur les pratiques d'élevage des vaches laitières et des bovins de boucherie auprès de spécialistes régionaux et provinciaux dans tout le pays. Des renseignements supplémentaires ont été obtenus auprès de chercheurs des milieux universitaires et du gouvernement fédéral, de groupes spécialisés provinciaux et nationaux et d'organismes provinciaux et régionaux de contrôle du rendement (Boadi *et al.*, 2004).

Les pratiques d'alimentation des bovins laitiers et de boucheries sont examinées en détail dans cette section.

A3.3.2.1 Bovins laitiers

Méthodes d'élevage et de rendement

⁵³ La base CANSIM (sans date) est une base de données en ligne de Statistique Canada dans laquelle on peut trouver les données statistiques canadiennes les plus à jour.

Les méthodes de production ont varié dans tout le pays en raison de différences dans la valeur des terres, le climat, la disponibilité de fourrage et l'accès aux marchés. Les pratiques prédominantes dans chaque province sont prises en compte par des paramètres spécifiques à chacune des provinces qui interviennent dans les équations de l'analyse de niveau 2 du GIEC.

Le Tableau A3-14 présente un résumé du rendement de l'élevage du cheptel laitier canadien.

Tableau A3-14 : Caractéristiques de la production laitière au Canada en 2001

Espèce animale/Paramètres	Caractéristiques de la production ¹	Sources ²
Vaches laitières		
Poids moyen (kg)	634 (51)	Okine et Mathison (1991); Kononoff <i>et al.</i> (2000); Petit <i>et al.</i> (2001)
Poids à l'âge adulte (kg)	646 (55)	
Taux de conception (%)	59,2 (7,3)	
Veaux		
Poids à la naissance (kg)	41 (3,3)	
Poids moyen (kg)	186 (18,5)	
Poids à l'âge adulte (kg)	330,5 (37,6)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,7 (0,3)	
Taux de croissance ³ (%)	93 (6)	
Génisses nécessaires à la relève		
Poids moyen (kg)	461,6 (24,7)	
Poids de début, 1 an (kg)	327,8 (31,0)	
Poids à l'âge adulte au moment du vêlage (kg)	602,1 (45,9)	
Poids à l'âge adulte (kg)	646,1 (54,9)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,77 (0,14)	
Taux de relève (%)	32,3 (3,2)	Western Canadian Dairy Herd Improvement Services (2002)

Notes :

1. Les nombres entre parenthèses représentent l'écart-type.
2. Les valeurs sans références proviennent de consultations d'experts (voir Boadi *et al.*, 2004).
3. La « croissance » du troupeau de bovins correspond au pourcentage de vaches ayant survécu à la saison hivernale et ayant produit un veau.

Les données sur les bovins Holstein de l'Ontario n'indiquent pas si le poids vif des vaches laitières est resté stable de 1990 à 2007; on utilise donc celui de la valeur de 2001, estimée par Boadi *et al.* (2004), pour les vaches et les génisses laitières.

Données sur la production laitière et la matière grasse du lait

Le coefficient d'émission calculé pour les vaches laitières reflète la hausse de la productivité laitière observée avec le temps (Tableau A3-15). CanWest Dairy Herd Improvement Services (DHI) a recueilli les données les plus exhaustives sur la production de lait au Canada, représentant plus du 2/3 de la population de vaches laitières (voir le Tableau A3-15). Chaque

année, les DHI fournissent également les données relatives au nombre de jours avec ou sans lactation.

Tableau A3-15 : Production laitière moyenne de 1990 à 2007 et nombre de jours de lactation à l'échelon provincial

Année	Production laitière moyenne (kg/vache par jour) ¹									
	T.-N.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	Qc	Ont.	Man.	Sask.	Alb.	C.-B.
1990	23,6	24,3	24,0	23,9	23,0	24,5	25,2	25,5	26,9	26,8
1991	23,9	24,6	24,4	24,2	23,3	24,6	25,6	25,9	27,3	27,2
1992	24,8	25,6	25,3	25,2	24,0	26,0	26,6	26,9	28,3	28,2
1993	25,4	26,2	25,9	25,7	23,9	26,2	27,2	27,5	28,9	28,8
1994	26,4	27,2	26,9	26,7	23,7	26,7	28,2	28,5	30,1	30,0
1995	26,0	26,8	26,5	26,4	24,2	27,0	27,6	27,9	29,4	29,5
1996	26,6	27,4	27,2	27,0	24,6	27,3	28,7	29,2	30,6	30,3
1997	27,0	27,8	27,5	27,4	25,0	28,9	29,0	29,7	30,9	29,9
1998	27,4	28,3	28,0	27,8	26,2	28,5	29,3	30,6	31,5	30,7
1999	25,5	25,2	26,5	26,4	25,3	26,1	25,0	25,5	26,8	29,6
2000	28,6	25,9	27,2	27,0	25,9	27,0	27,4	27,3	30,0	32,1
2001	27,4	25,3	26,4	26,5	25,5	26,1	26,6	27,8	29,7	31,1
2002	26,1	25,4	26,5	27,0	26,0	26,5	26,3	28,9	30,1	32,1
2003	27,3	25,4	26,5	26,2	25,6	26,4	27,1	28,1	29,8	31,4
2004	25,6	25,6	26,4	26,3	25,6	26,7	26,9	27,9	29,1	31,1
2005	27,2	27,2	27,1	27,1	26,2	27,4	26,2	28,3	29,6	30,8
2006	27,1	27,1	26,4	26,4	26,7	27,8	26,5	29,5	31,3	31,8
2007	25,9	25,9	26,0	25,9	26,7	27,4	27,0	29,1	30,9	31,4

1. Source des données : CanWest DHI.

Durée du séjour en milieu d'élevage

On a présumé que les vaches tarées durant les mois d'été étaient au pâturage, et que les vaches tarées durant le reste de l'année étaient confinées. En outre, on a présumé que les génisses nécessaires à la relève vèlaient à 24 mois, même si elles pouvaient, dans certaines circonstances, avoir plus de 24 mois à ce moment-là.

Pourcentage de vaches en gestation

On a estimé le pourcentage de vaches en gestation dans le troupeau à tout moment d'après des informations fournies par J. C. Plaizier⁵⁴ et à l'aide de la formule suivante :

$$\text{Pourcentage de vaches en gestation} = \left(\frac{\text{durée de la gestation}}{\text{intervalle de parturition}} \times 100 \right) - \text{pourcentage de vaches improductives éliminées du troupeau}$$

Énergie digestible par ration

Les valeurs de l'énergie digestible (ED) du fourrage récolté dans les Prairies, déterminées par Christensen *et al.* (1977), ont été utilisées pour estimer l'ED par ration pour l'Alberta, la Saskatchewan et le Manitoba. Pour la Colombie-Britannique et les provinces de l'Est, on s'est servi des données du National Research Council des États-Unis (NRC, 2001). On a présumé que les rations alimentaires mixtes destinées au bétail se composaient principalement de fourrage et

⁵⁴ J.C. Plaizier (Université du Manitoba), communication personnelle

de céréales, parce qu'on avait peu de renseignements sur les autres ingrédients nutritifs. Dans l'ensemble, l'ED variait de 60 à 70 %, selon les rations et les régimes alimentaires. On a aussi présumé que les vaches en lactation, alimentées au pâturage, étaient nourries également de céréales et, par conséquent, que les valeurs de l'ED étaient semblables à celles des rations administrées aux troupeaux confinés.

A3.3.2.2 Bovins non laitiers

Pratiques d'élevage et de rendement

Les pratiques de production varient d'une région à l'autre du pays. L'étude de Boadi *et al.* (2004) décrit les pratiques prédominantes en 2001 dans chaque province en fonction du type d'animal, de l'état physiologique, de l'âge, du gain de poids, du degré d'activité et du milieu de production. Les valeurs présentées au Tableau A3-16 représentent une moyenne pour l'ensemble des provinces.

Tableau A3-16 : Caractéristiques de la production bovine au Canada en 2001

Espèce animale/Paramètres	Caractéristiques de la production ¹	Sources ²
Vaches de boucherie		
Poids moyen (kg)	603 (36)	Kopp <i>et al.</i> (2004)
Poids à l'âge adulte (kg)	619 (52)	AAFRD (2001)
Lait (kg/jour)	7,3 (1,2)	Kopp <i>et al.</i> (2004)
Matières grasses du lait (%)	3,6 (0,6)	Kopp <i>et al.</i> (2004)
Taux de conception (%)	93,7 (1,3)	Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba 2000; AAFRD 2001
Génisses nécessaires à la relève		
Poids moyen (kg)	478 (34)	
Poids à l'âge adulte (kg)	620 (51)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,64 (0,14)	
Taux de relève (%)	14,4 (3,1)	Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba 2000
Taureaux		
Poids des animaux d'un an (kg)	541 (18)	
Poids moyen (kg)	940 (98)	
Poids à l'âge adulte (kg)	951 (112)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	1,0 (0,17)	
Veaux (y compris les veaux de race laitière)		
Poids à la naissance (kg)	40 (3)	AAFRD (2001)
Poids moyen (kg)	258,4 (19,1)	Small et McCaughey (1999)
Âge au sevrage (jours)	215 (15)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)		
- Génisses nécessaires à la relève	0,67 (0,13)	Kopp <i>et al.</i> (2004)
- Bovins semi-finis	0,98 (0,17)	
- Bovins de finition	1,37 (0,12)	
Taux de croissance (%)	95 (2,3)	

Espèce animale/Paramètres	Caractéristiques de la production ¹	Sources ²
Génisses et bouvillons de long engraissement		
Poids moyen (kg)	411 (47)	Kopp <i>et al.</i> (2004)
Poids à l'âge adulte (kg)	620 (51)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	0,98 (0,16)	
Proportion d'animaux envoyés au parc d'engraissement (%)	65 (30)	
Animaux gardés au parc d'engraissement		
Poids moyen (kg)		
- Finition directe	540 (25)	
- Engraissement des animaux semi-finis	562 (64)	
Poids à l'âge adulte (kg)	630 (46)	
Poids au terme de l'engraissement (kg)	609 (28)	
Gain de poids quotidien (kg/jour)	1,37 (0,12)	

Notes :

1. Les nombres entre parenthèses représentent l'écart-type.
2. Les valeurs sans références proviennent de consultations d'experts (voir Boadi *et al.*, 2004).

On utilise les tendances affichées par le poids des carcasses à titre d'indicateurs du poids vif en utilisant les poids vifs de référence établis pour l'année 2001 par Boadi *et al.* (2004) (Tableau A3-17). Les données sur le poids des carcasses sont recueillies par l'Agence canadienne de classement du bœuf (ACCB) et publiées par Agriculture et Agroalimentaire Canada (AAC, 1990 à 2007). Les données, illustrées à la Figure A3-1., montrent une nette augmentation du poids des carcasses des vaches de boucherie, des génisses destinées à l'abattage, des bouvillons et des taureaux de 1990 à 2007.

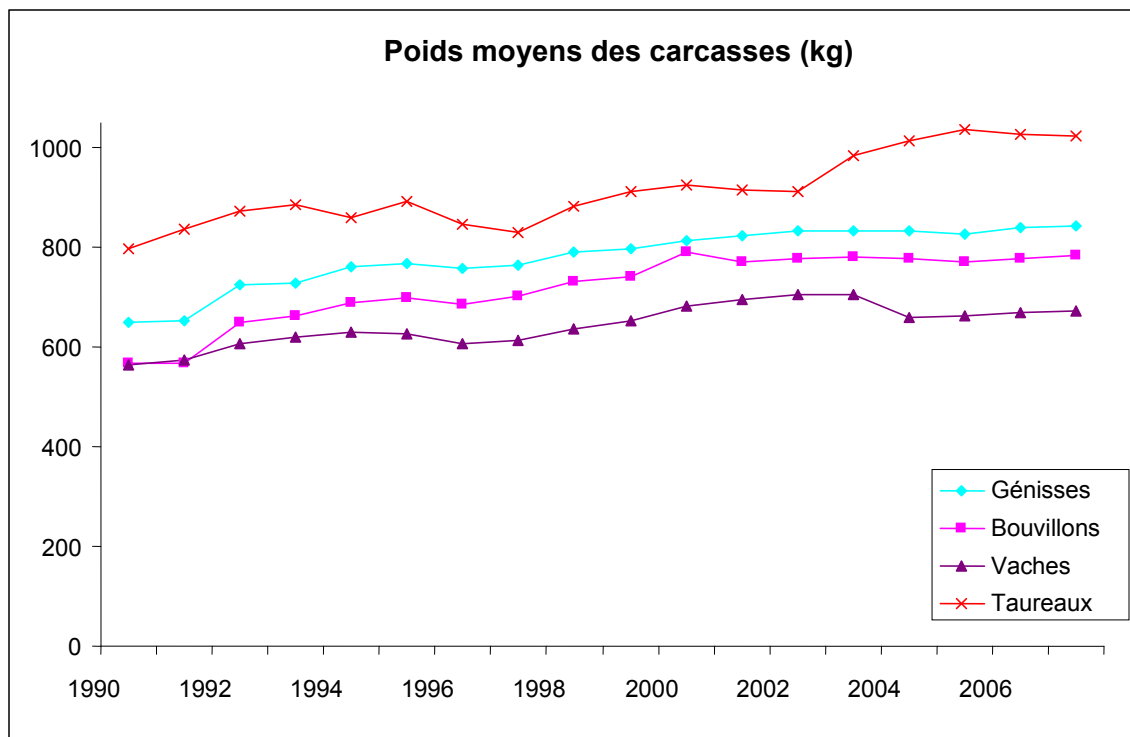


Figure A3-1: Poids des carcasses de bovins non laitiers, d'après les données recueillies par l'ACCB et publiées par AAC.

On a donc choisi d'utiliser les tendances affichées par le poids des carcasses à titre d'indicateurs du poids vif en utilisant les poids vifs de référence établis pour l'année 2001 par Boadi *et al.* (2004) (Tableau A3-17). À partir de 2003, l'industrie canadienne du bœuf de boucherie a été frappée par une épidémie d'encéphalopathie spongiforme bovine (ESB) qui a conduit à une interruption des exportations de bœuf aux États-Unis. Le système de production entier a été touché : les animaux plus vieux ont été retenus au Canada, augmentant ainsi la population bovine. Ces animaux ont par ailleurs reçu des rations de moindre qualité, ce qui a influé sur leur poids moyen et, probablement, sur les coefficients d'émission y afférents. Comme il n'existe pas de données fiables sur les changements apportés aux pratiques de production et que cette situation était jugée temporaire, nous avons maintenu les données du poids vif des bovins aux niveaux mesurés en 2002 pour toute la durée de la crise.

Tableau A3-17 : Poids des carcasses utilisé comme indicateur de changement du poids vif des bovins non laitiers

Sous-catégorie de bétail	Tendance du poids vif utilisé
Vaches de boucherie	Tendances du poids des carcasses de vaches de boucherie utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2007
Génisses destinées à l'abattage	Tendances du poids des carcasses de génisses destinées à l'abattage utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2007
Génisses de boucherie	Tendances du poids des carcasses de vaches de boucherie utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2007
Bouvillons	Tendances du poids des carcasses de bouvillons utilisé comme indicateur du poids vif de 1990 à 2007

Sous-catégorie de bétail	Tendance du poids vif utilisé
Taureaux	Tendances du poids des carcasses de taureaux comme indicateur du poids vif de 1990 à 2002; de 2003 à 2007, le poids vif demeure le même qu'en 2002
Veaux	Aucun changement
Génisses laitières ^a	Aucun changement

Note : Comme le poids des vaches laitières n'a pas augmenté avec le temps, on a présumé que celui des génisses laitières n'augmentait pas non plus.

Durée du séjour en milieu d'élevage

On a également présumé que les génisses nécessaires à la relève et âgées de plus de 15 mois étaient soit fécondées, soit en gestation. Tous les animaux de relève (taureaux reproducteurs, jeunes génisses et génisses nécessaires à la relève âgés de plus de 12 mois) ont été considérés comme accédant au troupeau d'élevage (taureaux reproducteurs, vaches laitières et vaches de boucherie) à l'âge de 24 mois.

Énergie digestible par ration

Nous avons utilisé les valeurs d'énergie digestible (ED) des rations calculées par Christensen *et al.* (1977) pour les fourrages utilisés dans les Prairies afin d'estimer les valeurs d'ED correspondant à la Saskatchewan et au Manitoba. Les données fournies par l'AAFRD et l'université de l'Alberta (2003) ont été utilisées pour l'Alberta, et celles établies par le NRC des États-Unis (2001) ont servi à estimer les valeurs d'ED des rations utilisées en Colombie-Britannique et dans les provinces de l'Est. Dans l'ensemble, l'ED a varié de 60 à 84 %, selon les rations et les régimes alimentaires.

On a posé l'hypothèse que les veaux avaient un rumen non fonctionnel, ou ne consommaient que de très faibles quantités de nourriture sèche de la naissance jusqu'à l'âge de deux ou trois mois. Par conséquent, les émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique au cours des premiers mois ont été considérées comme nulles.

A3.3.3 Émissions de CH₄ dues à la fermentation entérique

Les rejets de CH₄ attribuables à la fermentation entérique de diverses catégories d'animaux d'élevage au Canada sont calculés à l'aide de l'Équation A3-8. Les émissions de CH₄ provenant de la fermentation entérique chez les bovins sont estimées à l'aide des coefficients d'émission spécifiques au pays (Tableau A3-18). Pour les autres catégories d'animaux, on utilise l'analyse de niveau 1 du GIEC et des coefficients d'émission par défaut (voir annexe 12).

Équation A3-8 :

$$CHCE = \sum_T (N_T \times CE_{(CE)T})$$

Où :

- CH₄CE = émissions résultant de la fermentation entérique pour toutes les catégories animales
- N_T = population animale pour la Tième catégorie ou sous-catégorie animale par province
- CE_{(CE)T} = coefficient d'émission pour la Tième catégorie ou sous-catégorie animale (Tableau A3-18 pour les bovins; pour les autres catégories d'animaux, voir

l'annexe 12).

A3.3.3.1 Coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la fermentation entérique

Les coefficients d'émission ont été établis à l'aide d'équations de niveau 2 du GIEC pour différentes catégories de bétail (vaches laitières, génisses laitières, vaches de boucherie, génisses de boucherie, taureaux, veaux, génisses nécessaires à la relève, génisses et bouvillons de plus d'un an) en prenant pour base des étapes différentes d'élevage. Les émissions causées par le bétail laitier, par exemple ont été estimées pour deux catégories d'élevage - les vaches tarées et les vaches en lactation. Le temps passé par un animal dans une catégorie de production donnée peut varier; on a donc calculé une moyenne pondérée du coefficient d'émission. Au nombre des critères de pondération figuraient la durée de séjour dans la catégorie visée et le pourcentage de population à chaque étape de l'élevage. Les coefficients d'émission provinciaux ont ensuite été pondérés en fonction de la population provinciale d'animaux par rapport à la population nationale afin d'établir un coefficient d'émission national pour chaque catégorie, et ce pour toutes les séries chronologiques (Tableau A3-18).

Tableau A3-18 : Coefficients d'émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique, pour les bovins, de 1990 à 2007

Année	Coefficients d'émission, ou CE _{(CE)T} , (kg CH ₄ /animal/an) ¹							
	Vaches laitières	Génisses laitières	Taureaux	Vaches de boucherie	Génisses de boucherie	Génisses destinées à l'abattage	Bouvillons	Veaux
1990	95,5	74,4	79,8	78,0	67,6	60,8	53,8	43,6
1991	96,1	74,5	82,7	78,8	68,1	60,9	54,1	43,5
1992	98,4	74,5	84,9	81,0	69,1	63,3	56,3	43,4
1993	99,6	74,4	85,6	82,1	69,5	63,6	55,8	43,4
1994	99,7	74,4	84,1	82,9	70,2	64,5	56,9	43,5
1995	100,0	74,3	86,3	82,5	70,1	64,7	56,6	43,5
1996	101,7	74,4	83,5	81,0	69,1	64,4	56,9	43,4
1997	102,7	74,4	82,4	81,4	69,8	65,1	57,6	43,4
1998	103,8	74,4	85,9	83,1	70,8	66,5	58,8	43,4
1999	111,8	74,5	87,8	84,2	71,7	67,3	59,3	43,4
2000	114,7	74,5	88,6	86,2	72,7	68,8	60,0	43,4
2001	113,2	74,6	88,0	86,8	73,3	68,3	60,0	43,4
2002	114,5	74,6	87,9	87,3	73,7	68,4	60,1	43,4
2003	113,9	74,7	87,8	87,5	73,6	68,0	59,9	43,4
2004	113,9	74,7	87,8	84,0	71,0	67,8	59,3	43,4
2005	115,5	74,7	87,8	84,1	70,9	67,7	59,0	43,3
2006	117,0	74,6	87,7	84,6	71,1	68,1	59,6	43,3
2007	116,5	74,6	87,8	84,7	71,4	68,0	59,6	43,3

1. Les coefficients d'émission pour la fermentation entérique sont tirés de Boadi *et al.* (2004). Ils ont été modifiés en fonction des tendances relatives à la production de lait et au poids des carcasses de plusieurs catégories de bovins de boucherie.

A3.3.3.2 Coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la fermentation entérique des animaux autres que les bovins

Pour les catégories d'animaux autres que les bovins, nous avons utilisé les coefficients d'émission de niveau 1 du GIEC (voir annexe 12).

A3.3.4 Émissions de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers

L'analyse de niveau 2 du GIEC sert à estimer les coefficients d'émission de CH₄ provenant des systèmes de gestion des fumiers (GIEC, 2000). On a calculé les émissions de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers de diverses catégories d'animaux d'élevage au Canada à l'aide de l'Équation A3-9. Les sources de données sur la population animale sont les mêmes que celles qui ont été utilisées pour les estimations de la fermentation entérique. Elles sont présentées au.

Équation A3-9 :

$$CH_{4MM} = \sum_T (N_T \times CE_{(MM)T})$$

Où :

- CH_{4MM} = émissions résultant de la gestion des fumiers pour toutes les catégories animales
 N_T = population animale pour la Tième catégorie ou sous-catégorie animale par province
 $CE_{(MM)T}$ = coefficient d'émission pour la Tième catégorie ou sous-catégorie animale (Tableau A3-24 au A3-12 et Tableau A3-14).

Les coefficients d'émission de CH_4 propres à chaque pays résultant de la gestion des fumiers résultent de leurs données d'entrée et tient compte du régime alimentaire du bétail, du type et de la distribution des stocks de fumier, ainsi que du climat. L'équation suivante représente une estimation de niveau 2 du GIEC des coefficients d'émission de CH_4 attribuables aux systèmes de gestion des fumiers :

Équation A3-10 :

$$CE_{(MM)T} = SV_T \times 365 \text{ jours/année} \times B_{0T} \times 0,67 \text{ kg/m}^3 \times \sum_{ij} (FCM_{ij} \times GF_{Tij})$$

Où :

- $CE_{(MM)T}$ = coefficient d'émission annuel en kg par tête-année pour la population T
 SV_T = solides volatils excrétés quotidiennement en kg par jour pour un animal appartenant à la population T
 B_{0T} = potentiel maximal de production de CH_4 , en m^3/kg SV, pour le fumier produit par un animal appartenant à la population T
 FCM_{ij} = facteur de conversion du CH_4 pour chaque système de gestion des fumiers i par région climatique j
 GFT_{ij} = facteur de distribution du système, défini comme la fraction des fumiers de la catégorie animale T qui est traitée à l'aide du système de gestion du fumier i dans la région climatique j (GIEC, 2000, équation 4.17, p. 4.34)

Les sections suivantes portent sur les valeurs d'entrée pour les variables SV, EB, ED et CENDRE de l'Équation A3-10.

A3.3.4.1 Solides volatils (SV)

Les solides volatils (SV) représentent la portion organique des solides totaux du fumier; on peut les mesurer à partir d'échantillons de fumier, ou encore les estimer en utilisant la méthode du GIEC fondée sur l'énergie digestible (ED), l'énergie brute (EB) et la teneur en cendre du fumier, à l'aide de l'Équation A3-11, (GIEC, 2006). Quant à l'énergie brute, comme le montre l'Équation A3-12, elle dépend de nombreux facteurs, notamment du poids vif, du stade de lactation et de la période de l'année.

Il convient de mentionner que, dans le cas des sous-catégories de bovins, l'énergie brute a été estimée au moment de calculer les émissions de CH_4 provenant de la fermentation entérique à l'aide de l'analyse de niveau 2 du GIEC. En conséquence, les solides volatils ont été déterminés de la même manière : SV provinciaux pour diverses catégories de bovins fondés sur l'étape de production, de 1990 à 2007.

Les sections suivantes traitent des sources de données permettant d'estimer les SV pour les catégories clés animales.

Équation A3-11 :

$$SV = EB \times \left(1 \text{ kg} - \frac{ms}{18,45 \text{ MJ}} \right) \times \left(1 - \frac{ED}{100} \right) \times \left(1 - \frac{CENDRE}{100} \right)$$

Où :

- SV = excrétion de solides volatils (kg/tête par jour)
 EB = énergie brute (MJ/jour)
 ED = énergie digestible d'une ration (%)
 ms = matière sèche (kg/tête par année)
 CENDRE = teneur en minéraux du fumier (%)

Équation A3-12 :

$$EB = \left[\left[\frac{(ENe + ENa + ENl + ENg)}{(ENae/ED)} \right] + \left[\frac{ENc}{(ENac/ED)} \right] \right] \left/ \left[\frac{ED}{100} \right] \right.$$

Où :

- EB = énergie brute (MJ/jour)
 EN_e = énergie nette requise pour l'entretien (MJ/jour)
 EN_a = énergie nette requise pour les activités (MJ/jour)
 EN_l = énergie nette requise pour la lactation (MJ/jour)
 EN_g = énergie nette requise pour la gestation (MJ/jour)
 EN_{ae}/ED = rapport entre l'énergie nette disponible dans un régime d'entretien et l'énergie digestible
 EN_c = énergie nette nécessaire à la croissance (MJ/jour)
 EN_{ac}/ED = rapport entre l'énergie nette disponible dans un régime de croissance et l'énergie digestible consommée
 ED = énergie digestible d'une ration (%)

Énergie digestible (ED) et matière sèche ingérée (MSI)

Les données utilisées pour calculer les valeurs de l'ED pour les bovins laitiers et non laitiers sont examinées en détail aux sections A3.3.2.1 et A3.3.2.2, respectivement.

D'importantes variations régionales dans la composition des rations ont été relevées pour les moutons, les chevaux et les porcs. Aucune variation régionale n'a été prise en compte pour les chèvres ou la volaille car on ne disposait pas de données.

En général, les rations des animaux brouteurs se composent de céréales ou de fourrage. La digestibilité du régime alimentaire variera selon la composition, les céréales ayant une plus haute digestibilité que le fourrage. La distribution des régimes alimentaires à base de céréales et de fourrage a été estimée pour les moutons et les chevaux de chaque province. On a obtenu une estimation pondérée de l'ED à partir de l'ED approximative des céréales et du fourrage pour chaque type d'animal et de la distribution de la consommation de céréales et de fourrage par province (Tableau A3-19). À noter que cette méthode ne tient pas compte des suppléments alimentaires qui peuvent augmenter ou réduire la digestibilité. Les intervalles de valeurs qui

s'appliquent à la MSI ont été déterminés en consultant des spécialistes et en se fondant sur des valeurs publiées (Tableau A3-20).

Tableau A3-19 : Énergie digestible approximative (ED) pour certains animaux d'élevage et sources de données

Espèce animale	ED (%)	Sources¹
Chèvres	65	W. Whitmore, Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba
Poules pondeuses	80	S. Leeson, Université de Guelph; D. Korver, Université de l'Alberta
Poulets	80	S. Leeson, Université de Guelph; D. Korver, Université de l'Alberta
Dindes	78	S. Leeson, Université de Guelph
Porcs	87	C.F. deLange, Université de Guelph
Alimentation à base de céréales		
Moutons	74	Weston (2002)
Chevaux	70	L. Warren, Université de l'État du Colorado
Alimentation à base de fourrage		
Moutons	65	W. Whitmore, Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba
Chevaux	60	L. Warren, Université de l'État du Colorado

Note :

1. Consultations d'experts, Marinier *et al.*, 2004.

Tableau A3-20 : Matière sèche ingérée par certains animaux d'élevage

Espèce animale	MSI (kg/tête par jour)	Sources de données
Moutons et agneaux		
Brebis	1,2–2,8	NRC (1985)
Béliers	2,1–3,0	Communication personnelle avec W. Whitmore, Agriculture, Alimentation et Initiative rurales
Agneaux destinés à la relève	1,2–1,5	NRC (1985)
Agneaux de marché	1,3–1,6	NRC (1985)
Chevaux		
Chevaux adultes oisifs	7,4–11	NRC (1989); Communication personnelle avec L. Warren, Université de l'état du Colorado
Chevaux adultes actifs	7,4–13,7	NRC (1989) et L. Warren, Université de l'état du Colorado
Animaux sevrés	3,6–6,3	NRC (1989)
Porcs		
Jeunes (5-20 kg)	0,55–0,72	C. Wagner-Riddle, Université de Guelph
Adultes (20-60 kg)	1,4–2,1	J. Patience, Prairie Swine Centre
Prêts pour l'abattage (60-110 kg)	2,1–3,3 ¹	M. Nyachoti, Université du Manitoba; C. Pomar, Agriculture et Agroalimentaire Canada
Truies	2,28	C. Wagner-Riddle, Université de Guelph
Verrats	2,0–2,5	Communication personnelle avec M. Nyachoti, Université du Manitoba; NCR (1998)
Chèvres		
Chèvre	1,2–2,8	NRC (1981)
Bouc	1,4–2,3	CRAAQ (1999)
Chevreaux	1,4	CRAAQ (1999)
Volailles		
Poules pondeuses	0,072–0,11	Communications personnelles avec S. Leeson, Université de Guelph et avec D. Korver, Université de l'Alberta
Poulets à griller	0,085–0,088	S. Leeson, Université de Guelph; D. Korver, Université de l'Alberta
Dindes	0,023–0,53	Hybrid Turkeys (2001)

Note :

1. Évalué à 3,5 % de la masse corporelle.

Teneur en cendres des fumiers (CENDRES)

La teneur en cendres des fumiers constitue la portion inorganique de ceux-ci. Le Tableau A3-21 contient les valeurs recommandées, qui ont été obtenues de diverses sources.

Tableau A3-21 : Teneur en cendres des fumiers pour certains animaux d'élevage et sources de données

Espèce animale	CENDRES (%)	Sources
Bovins	8	GIEC (2000)
Moutons	8	GIEC (2000)
Chèvres	8	GIEC (2000)
Chevaux	4	GIEC (2000)
Poules pondeuses	10	Marinier <i>et al.</i> (2004)
Poulets	7	Marinier <i>et al.</i> (2004)
Dindes	5	Marinier <i>et al.</i> (2004)
Porcs	5	Marinier <i>et al.</i> (2004)

Évaluation de l'incertitude - Calcul et évaluation des erreurs de calcul pour les SV

Les valeurs applicables à la MSI, à l'ED et aux CENDRES ont servi à calculer les SV des autres catégories d'animaux d'élevage que le bétail par province. On a utilisé la méthode de Monte-Carlo à l'aide de Crystal Ball® (Decisioneering, 2000) et assigné une distribution théorique à chacune des données d'entrée MSI, ED et CENDRES. L'Équation A3-11 a été calculée 10 000 fois en utilisant des données d'entrée se situant à l'intérieur des limites de distribution établies. On a ainsi obtenu des SV moyens et un intervalle de confiance de 95 % (Tableau A3-22).

Tableau A3-22 : SV moyens et intervalles de confiance de 95 % exprimés en pourcentage de la moyenne pour les autres catégories que du bétail par province

	SV moyen ¹ (kg/tête par jour)									
	C.-B.	Alb.	Sask.	Man.	Ont.	Qc	N.-B.	N.-É.	Î.-P.-É.	T.-N. L.
Moutons										
Brebis	0,6 (42)	0,62 (42)	0,6 (42)	0,62 (42)	0,6 (41)	0,6 (41)	0,6 (42)	0,6 (42)	0,6 (42)	0,6 (41)
Béliers	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)	0,8 (20)
Agneaux destinés à la relève	0,4 (20)	0,4 (20)	0,4 (20)	0,4 (19)	0,4 (19)	0,4 (20)	0,4 (19)	0,4 (19)	0,4 (19)	0,4 (19)
Agneaux de marché	0,5 (13)	0,5 (13)	0,4 (15)	0,5 (13)	0,5 (13)	0,4 (15)	0,5 (13)	0,4 (14)	0,5 (13)	0,5 (13)
Chevaux										
Chevaux adultes	3,2 (15)	3,2 (15)	3,3 (16)	3,2 (15)	3,2 (15)	3,1 (16)	3,2 (15)	3,2 (15)	3,2 (16)	3,2 (15)
Porcs										
Jeunes (5-20 kg)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (100)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)	0,08 (80)
Adultes (20-60 kg)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,20 (40)	0,22 (36)	0,22 (36)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,23 (35)	0,23 (35)
Prêts pour l'abattage (60-110 kg)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,31 (39)	0,34 (35)	0,34 (35)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,36 (33)	0,36 (33)
Truies	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (57)	0,28 (56)	0,28 (56)	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (53)	0,28 (53)

	SV moyen ¹ (kg/tête par jour)									
Verrats	0,29 (27)	0,29 (27)	0,29 (27)	0,25 (32)	0,28 (29)	0,28 (29)	0,29 (27)	0,29 (27)	0,29 (27)	0,29 (27)
Chèvres										
Toutes les chèvres	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)	0,64 (41)
Volailles										
Poules pondeuses	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)	0,02 (26)
Poulets	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)	0,02 (16)
Dindes	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)	0,06 (28)

Note :

1. Les chiffres entre parenthèses sont un intervalle de confiance de 95 % exprimé en pourcentage de la moyenne.

A3.3.4.2 Potentiel de production maximale de CH₄ (B₀)

Le B₀ est défini comme le volume maximal de CH₄ qui peut être produit à partir d'un kilogramme de SV chargés dans un système de gestion des fumiers. Il s'exprime sous la forme suivante : m³/kg SV chargés. Comme il s'agit d'une mesure de la production maximale de CH₄, le B₀ ne subit pas l'influence de la température de digestion du fumier (Hashimoto *et al.*, 1981). Le régime alimentaire, l'âge du fumier, la quantité de matières étrangères et l'espèce animale sont des facteurs qui ont une incidence sur le B₀. Le potentiel de production maximale de CH₄ (B₀) a été déterminé à partir de plusieurs études portant sur la digestion anaérobie (Hashimoto *et al.*, 1981; Safely *et al.*, 1992). Le fumier de porc a le potentiel de production de CH₄ le plus élevé. Il est suivi par les fumiers de volaille, de bovins de boucherie et de bovins laitiers. Très peu de recherches ont été menées pour déterminer le B₀ des chevaux, et on n'a trouvé aucune recherche sur le fumier de mouton et de chèvre. À cause du manque de données disponibles au Canada, on a utilisé les valeurs par défaut du GIEC (annexe 12). Pour les bisons, on a utilisé les valeurs correspondant aux bovins non laitiers.

A3.3.4.3 Facteur de conversion en méthane (FCM)

Le FCM représente la proportion du B₀ qui se matérialise, et il fluctue en fonction du système d'entreposage (pour le bétail et les porcs) ainsi que de la région climatique. On a utilisé les valeurs par défaut du GIEC (annexe 12). Pour les bisons, nous avons utilisé les valeurs correspondant aux bovins non laitiers.

A3.3.4.4 Facteur de distribution du système de gestion des fumiers (SGF)

La distribution proportionnelle des systèmes de gestion des fumiers pour une catégorie de bétail à l'intérieur d'une région donnée constitue le système de gestion. Aucun renseignement fiable n'a été publié sur leur distribution au Canada. Même si chaque ministère provincial de l'Agriculture possède des renseignements sur les pratiques de gestion des fumiers, on n'a pas trouvé de renseignements uniformes et systématiques sur leur répartition dans les provinces.

Un sondage a été mené par Marinier *et al.* (2004) auprès de spécialistes en 2003-2004 dans le cadre de l'étude de niveau 2 (voir le Tableau A3-23). Pour les bovins de boucherie, les bovins laitiers, les porcs et la volaille, ces valeurs ont été calculées en utilisant une moyenne pondérée, fondée sur la population. Pour les chevaux, les moutons, les agneaux et les chèvres, elles correspondent à une moyenne simple des résultats du sondage. Aucune donnée précise n'était

disponible pour les cuves à déjections et les biodigesteurs couverts; on présume qu'ils font partie de la catégorie des autres systèmes.

Tableau A3-23 : Pourcentage de fumier traité par les systèmes de gestion des fumiers (SGF) au Canada, à l'exception de la Colombie-Britannique (Marinier *et al.*, 2004)

Espèce animale	Systèmes liquides (N _L)	Stockage du fumier solide et du fumier sec (CE _{SSD})	Fumiers des pâturages, grands parcours et enclos (CE _{PGE})	Autres systèmes (N _O)
Bovins non laitiers	1	48	47	4
Bovins laitiers	39	43	18	0
Volailles	10	89	1	0
Moutons et agneaux	0	32	68	0
Lamas et alpacas ¹	0	32	68	0
Porcs	96	3	0	1
Chèvres	0	42	58	0
Chevaux	0	26	74	0
Bisons ²	0	26	74	0

Notes :

1. On pose l'hypothèse que le système liquide de fumier, N_L des lamas et alpacas traité par des SGF est égal à celui des moutons et des agneaux.
2. On pose l'hypothèse que le système liquide de fumier N_L traité par les SGF est égal à celui des buffles et des chevaux.

A3.3.4.5 Coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers de bovins

Le Tableau A3-24 présente les coefficients d'émission de CH₄ utilisés pour la catégorie de gestion des fumiers des bovins. Ces coefficients sont inspirés de Marinier *et al.* (2004), mais ils ont subi des changements pour en accroître la cohérence avec les procédures d'estimation de la fermentation entérique et tenir compte des informations scientifiques les plus récentes tirées des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. On a ainsi établi des séries chronologiques de coefficients d'émission pour les bovins afin de tenir compte de i) la hausse de la productivité des vaches laitières et ii) l'augmentation du poids vif des bovins non laitiers dont il a été question à la section A3.3.2.2.

Tableau A3-24 : Coefficients d'émission de CH₄ pour la gestion des fumiers des bovins laitiers et non laitiers de 1990 à 2007

Année	Coefficients d'émission CE _{(MM)T} (kg CH ₄ par animal, par année)							
	Vaches laitières	Génisses laitières ¹	Taureaux	Vaches de boucherie	Génisses de boucherie	Génisses destinées à l'abattage	Bouvillons	Veaux
1990	19,9	18,2	3,3	3,0	2,5	2,0	1,8	1,6
1991	20,1	18,3	3,4	3,0	2,4	2,0	1,8	1,6
1992	20,6	18,4	3,4	3,1	2,4	2,1	1,8	1,6
1993	21,0	18,3	3,4	3,1	2,5	2,0	1,9	1,5
1994	21,1	18,4	3,4	3,1	2,4	2,1	1,9	1,6
1995	21,2	18,4	3,5	3,1	2,4	2,1	1,9	1,6
1996	21,6	18,3	3,3	3,1	2,4	2,0	1,9	1,5

1997	21,7	18,3	3,3	3,1	2,5	2,0	1,9	1,6
1998	21,8	18,4	3,4	3,1	2,5	2,1	1,9	1,5
1999	23,3	18,6	3,4	3,2	2,5	2,1	1,9	1,5
2000	24,0	18,8	3,4	3,2	2,5	2,1	1,9	1,5
2001	23,8	18,8	3,4	3,2	2,5	2,1	1,9	1,5
2002	24,2	18,7	3,4	3,2	2,5	2,1	1,9	1,5
2003	24,1	18,8	3,4	3,2	2,5	2,1	1,9	1,6
2004	24,1	18,7	3,3	3,1	2,4	2,1	1,9	1,6
2005	24,4	18,6	3,3	3,1	2,4	2,1	1,9	1,5
2006	24,7	18,6	3,3	3,1	2,4	2,1	2,0	1,5
2007	24,5	18,7	3,3	3,1	2,4	2,1	2,0	1,5

¹ Dans le cas des génisses laitières, les coefficients d'émission ont été estimés à l'aide du B₀, du FCM et des systèmes de gestion des fumiers des vaches laitières.

A3.3.4.6 Coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la gestion des fumiers non-bovins

Les coefficients d'émission attribuables à la gestion des fumiers des autres catégories d'animaux que les bovins, présentés au Tableau A3-25, sont tirés de Marinier *et al.* (2004) et ont été modifiés conformément aux lignes directrices du GIEC (2000).

Tableau A3-25 : Coefficients d'émission de CH₄ pour la gestion des fumiers d'animaux autres que les bovins

Catégories autres que les bovins	Coefficients d'émission pour gestion des fumiers	
	CE _(MM) (kg CH ₄ par animal, par année)	
Porcins		
Verrats	6,4	
Truies	6,3	
Porcs <20 kg	1,8	
Porcs 20-60 kg	5,1	
Porcs >60 kg	7,9	
Autres animaux d'élevage		
Moutons	0,3	
Agneaux	0,2	
Chèvres	0,3	
Chevaux	2,3	
Buffle	2,0	
Volailles		
Poulets	0,03	
Poules	0,03	
Dindes	0,08	

A3.3.5 Émissions d'oxyde de diazote (N₂O) attribuables à la gestion des fumiers

On a estimé les émissions de N₂O attribuables à la gestion des fumiers à l'aide de la méthode de niveau 1 du GIEC et de l'Équation A3-13. Trois facteurs ont été nécessaires : i) les taux

d'excrétion d'azote pour les divers types et catégories d'animaux, ii) les types de système de gestion des fumiers et iii) les coefficients d'émission attribuables à chacun des systèmes de gestion des fumiers.

Le Tableau A3-23 résume la distribution des systèmes de traitement des fumiers, par catégorie d'animal, au Canada⁵⁵. Les émissions de N₂O provenant des fumiers épandus sur les pâturages, les parcours et dans les enclos ne sont pas prises en compte ici puisqu'elles sont déclarées dans la catégorie des sols agricoles, voir la section A3.3.6.2. Les données sur les populations animales ont été examinées en détail à la section A3.3.1.

Équation A3-13 :

$$N_2O_{SGF} = \sum_{SGF, T} (N_T \times N_{SGF} \times N_{EX, T} \times CE_{SGF}) \times \frac{44}{28}$$

Où :

N_2O_{SGF}	=	émissions de N ₂ O pour tous les SGF, sauf le fumier présent dans les pâturages, les grands parcours et les enclos
N_T	=	population pour la catégorie ou sous-catégorie d'animal T (section A3.3.1)
N_{SGF}	=	pourcentage d'azote traité par chaque SCF (Tableau A3-23)
$N_{EX, T}$	=	taux d'excrétion d'azote de la Tième catégorie ou sous-catégorie d'animal (Tableau A3-26 pour les non bovins et Tableau A3-27 pour les bovins).
CE_{SGF}	=	Coefficients d'émission de N ₂ O attribuables à la gestion des fumiers pour chaque SGF particulier (annexe 12)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui du N ₂

A3.3.5.1 Taux d'excrétion d'azote pour diverses espèces d'animaux d'élevage

La production annuelle d'azote provenant du fumier excrété est estimée en multipliant le taux d'excrétion correspondant à une catégorie d'animal donnée par le poids corporel moyen des animaux de cette catégorie. Comme il n'existe pas de données sur les taux d'excrétion moyens d'azote provenant du fumier au Canada, nous avons utilisé les valeurs par défaut des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre pour les catégories non bovines ainsi que le poids corporel moyen (Tableau A3-26), sauf pour les bisons, auxquels on a attribué le même poids moyen que les bouvillons. Pour les populations de bovins, les valeurs annuelles du poids vif (voir section A3.3.2) ont été multipliées par le taux d'excrétion d'azote par défaut du GIEC pour donner une série chronologique des taux d'excrétion d'azote provenant du fumier (Tableau A3-27).

⁵⁵ À l'exception de la Colombie-Britannique, pour laquelle des données provinciales ont été utilisées.

Tableau A3-26 : Taux d'excrétion d'azote par le fumier pour les espèces non bovines

Catégories animales	Taux d'excrétion N ¹ (kg N-1000 kg ⁻¹ -jour ⁻¹)	Poids moyen corporel ² (kg)	Taux d'excrétion annuel de l'azote par le fumier (kg N par animal ⁻¹ , par année ⁻¹)
Porcs	0,50	61	11,1
Moutons	0,42	27	4,1
Agneaux	0,42	27	4,1
Chèvres	0,45	64	10,5
Chevaux	0,30	450	49,3
Lamas et alpacas	0,42	112	17,2
Buffle	0,32	510	59,5
Poules	0,83	1,8	0,5
Poulets à griller	1,1	0,9	0,4
Dindes	0,74	6,8	1,8

Notes :

1. Source des données : GIEC (2006).

2. On a présumé que le poids vif moyen des bisons était égal à celui des bouvillons et qu'il a varié d'une année à l'autre.

Tableau A3-27 : Série chronologique des taux d'excrétion d'azote provenant du fumier pour les espèces bovines (kg N/animal/année)¹

	Vaches laitières	Vaches de boucherie	Taureaux	Génisses	Bouvillons	Veaux
1990	102,6	57,2	88,0	47,6	47,5	34,3
1991	102,6	58,3	92,6	47,9	47,7	34,2
1992	102,6	61,6	96,8	50,5	52,8	34,2
1993	102,6	62,9	98,0	51,0	53,0	34,2
1994	102,6	64,1	95,2	51,9	55,4	34,2
1995	102,6	63,7	98,8	51,9	55,9	34,2
1996	102,6	61,7	94,2	51,0	55,1	34,2
1997	102,6	62,3	92,2	51,8	55,6	34,2
1998	102,6	64,7	98,1	53,6	57,4	34,2
1999	102,6	66,4	101,3	54,4	57,6	34,2
2000	102,6	69,4	102,9	56,8	58,9	34,2
2001	102,6	70,5	101,7	56,4	59,5	34,2
2002	102,6	71,4	101,6	57,0	60,1	34,2
2003	102,6	71,7	101,9	57,1	60,5	34,1
2004	102,6	66,9	101,9	55,9	60,3	34,1
2005	102,6	67,2	101,9	55,8	59,9	34,1
2006	102,6	68,0	102,0	56,4	60,8	34,1
2007	102,6	68,2	101,9	56,6	60,8	34,1

¹ Le taux d'excrétion d'azote pour les bovins laitiers est de 0,44 kg N-1000 kg⁻¹-jour⁻¹ (GIEC, 2006, tableau 10.10); le taux d'excrétion d'azote pour les autres espèces de bovin est de 0,31 kg N-1000 kg⁻¹-jour⁻¹ (GIEC, 2006, tableau 10.10); Source des données : GIEC (2006), volume 4 : *Agriculture, foresterie et autres affectations des terres*, tableau 11.1.

A3.3.5.2 Coefficients d'émission attribuables aux SGF

Le type de SGF a une incidence considérable sur les émissions de N₂O. Les systèmes moins aérés, comme les systèmes liquides, génèrent peu de N₂O, tandis que le stockage solide et le fumier des pâturages et des enclos en produisent davantage. Cependant, on ne dispose, au Canada, que de fort peu de données scientifiques sur le volume des émissions de N₂O attribuables à un système quelconque de gestion des fumiers. Nous avons donc utilisé les coefficients d'émission par défaut du GIEC énumérés à l'annexe 12 pour les estimer.

A3.3.6 Émissions d'oxyde de diazote (N₂O) des sols agricoles

Les émissions de N₂O provenant des sols agricoles se composent d'émissions directes et indirectes, ainsi que d'émissions provenant du fumier des pâturages, des grands parcours et des enclos. Les émissions de N₂O provenant des apports anthropiques d'azote empruntent des voies directes (à partir des sols auxquels on ajoute de l'azote) et indirectes, soit i) par le biais de la volatilisation de l'azote des engrais de synthèse et des fumiers sous forme de NH₃ et de NO_x et de leur dépôt subséquent, soit ii) par le biais de la lixiviation et du ruissellement de l'azote).

A3.3.6.1 Émissions directes de N₂O provenant des sols

Les sources directes sont les engrais de synthèse, le fumier épandu à titre d'engrais, la décomposition des résidus de culture et la décomposition de la matière organique du sol causée par les pratiques de travail du sol, les jachères, l'irrigation et la culture des histosols. Les méthodes retenues pour estimer les émissions de N₂O provenant de la plupart des sources d'émissions directes des sols agricoles sont particulières aux pays.

On sait déjà que le régime d'humidité et le paysage influent sur les émissions de N₂O (Rochette *et al.*, 2008). Nous avons donc utilisé les données sur les valeurs climatologiques normales à long terme et les caractéristiques topographiques pour élaborer un coefficient d'émission de N₂O de base (CE_{BASE}).

Coefficient d'émission de N₂O de base (CE_{BASE})

On a évalué l'influence des conditions climatiques locales en déterminant les coefficients d'émission régionaux attribuables aux engrais (CE_{BASE}). On a procédé de la même façon que pour la détermination du coefficient d'émission de niveau 1 du GIEC par Bouwman (1996), c'est-à-dire que l'élément CE_{BASE} est égal à la pente de la relation entre « les émissions de N₂O et le taux d'engrais azotés ». On a estimé l'élément CE_{BASE} pour les trois régions où l'on dispose de mesures du N₂O sur le terrain : Québec-Ontario, zones de sol brun et brun foncé des Prairies; zones de sol gris-noir des Prairies. Le rapport CE_{BASE} sur l'azote provenant des engrais, calculé pour la région Québec-Ontario, présente une pente (0,012 kg N₂O-N/kg N, en excluant les émissions survenant pendant l'hiver et le dégel printanier) (Gregorich *et al.*, 2005) et un ajustement (r² = 0,43) similaires à ceux du coefficient de niveau 1 du GIEC calculé par Bouwman (1996) à partir de données mondiales. Dans la région des Prairies, on a mesuré des émissions de N₂O faibles et variables pour toute la plage des taux d'engrais azotés (sols brun-brun foncé = 0,0016 kg N₂O/kg N; sols gris-noirs = 0,008 kg N₂O/kg N). Il ressort de ces observations que la production de N₂O attribuable aux sols dans la région des Prairies n'est pas restreinte par la disponibilité d'azote minéral, mais plutôt par la faible activité de dénitrification dans des conditions de sol sec et bien aéré.

Le N₂O étant principalement produit lors de la dénitrification, il est fortement influencé par l'état de l'oxygène dans le sol. C'est ainsi qu'il a été montré que, dans des conditions limitées

d'humidité, les coefficients d'émission de N₂O augmentent de pair avec l'intensification des chutes de pluie (Dobbie *et al.*, 1999), et que des coefficients d'émission variables selon le climat ont été utilisés pour estimer le N₂O du sol (Flynn *et al.*, 2005). La présente méthodologie propose d'adopter une approche similaire et d'estimer les coefficients d'émission (y compris les émissions survenant pendant l'hiver et le dégel printanier, figure A3-2) à l'échelle de l'écodistrict, comme une fonction du rapport entre les normales à long terme (base de données archivées d'AAC⁵⁶) des précipitations et l'évapotranspiration potentielle (P/EP) de mai à octobre (Rochette *et al.*, 2008). Malgré l'incertitude que présente la détermination de coefficients d'émission dans la région des Prairies, cette approche semble être valable pour comptabiliser l'influence des quantités limitées d'eau sur les émissions de N₂O dans cette région. Pour tenir compte de l'effet topographique, un CE_{BASE} a été estimé à un P/EP = 1 (0,017 kg N₂O-N/kg N) pour les sections inférieures des paysages. La fraction du paysage à laquelle cette condition s'appliquait diffère selon les types de paysage.

On a intégré les données sur la segmentation des paysages au calcul des estimations nationales des émissions de N₂O, en se basant sur le fait que les émissions de N₂O sont plus élevées dans les sections inférieures du paysage des Prairies, où le sol est saturé par intermittence, ce qui crée des conditions propices à la dénitrification (Corre *et al.*, 1996, 1999; Pennock et Corre, 2001; Izaurralde *et al.*, 2004). La fraction du paysage occupée par ces sections inférieures, ou F_{TOPO}, a été appliquée aux portions concaves du paysage (c'est-à-dire, les positions inférieures et dépressionnaires du paysage), où les sols sont probablement régulièrement saturés pendant de longues périodes, et où ils sont drainés de façon imparfaite, et comportent des marbrures⁵⁷ à moins de 50 cm de la surface. MacMillan et Pettapiece (2000) se sont servis de modèles altimétriques numériques pour caractériser l'étendue areale des portions supérieures, médianes, inférieures et dépressionnaires du paysage ainsi que leurs caractéristiques connexes (pente et longueur). Les résultats obtenus ont servi à déterminer les proportions d'éléments du relief dans le fichier des caractéristiques des pédo-paysages du Canada (PPC) afin d'établir à quelle proportion du paysage on devait appliquer la valeur F_{TOPO} pour estimer les émissions de N₂O (Rochette *et al.*, 2008).

Pour calculer un coefficient d'émission de base (CE_{BASE}) de N₂O pour un écodistrict, l'équation suivante a été utilisée :

Équation A3-14 :

$$CE_{BASE} = CE_{CT, P/EP=1} \times F_{TOPO} + CE_{CT} \times (1 - F_{TOPO})$$

Où :

- | | | |
|--------------------------|---|--|
| CE _{CT} | = | coefficient d'émission, estimé à un P/EP réel en tenant compte du climat et de la topographie dans un écodistrict, en kg N ₂ O-N/kg N (Figure A3-2) |
| CE _{CT, P/EP=1} | = | coefficient d'émission estimé à un P/EP = 1, fraction de 0,012 kg N ₂ O-N/kg N |
| F _{TOPO} | = | fraction de la superficie de l'écodistrict dans la section inférieure de la toposéquence
Voir Rochette <i>et al.</i> (2008) |
| P | = | précipitations moyennes à long terme de mai à octobre dans un écodistrict, en |

⁵⁶ S. Gameda, communication personnelle, Agriculture et Agro-Alimentaire Canada, 2006.

⁵⁷ Les marbrures sont le produit de cycles intermittents d'oxydation ou de réduction du fer (en général) présent dans le profil du sol. La présence, la taille et la couleur des marbrures sont des indications des matériaux constitutifs du sol saturé par intermittence pendant des périodes significatives.

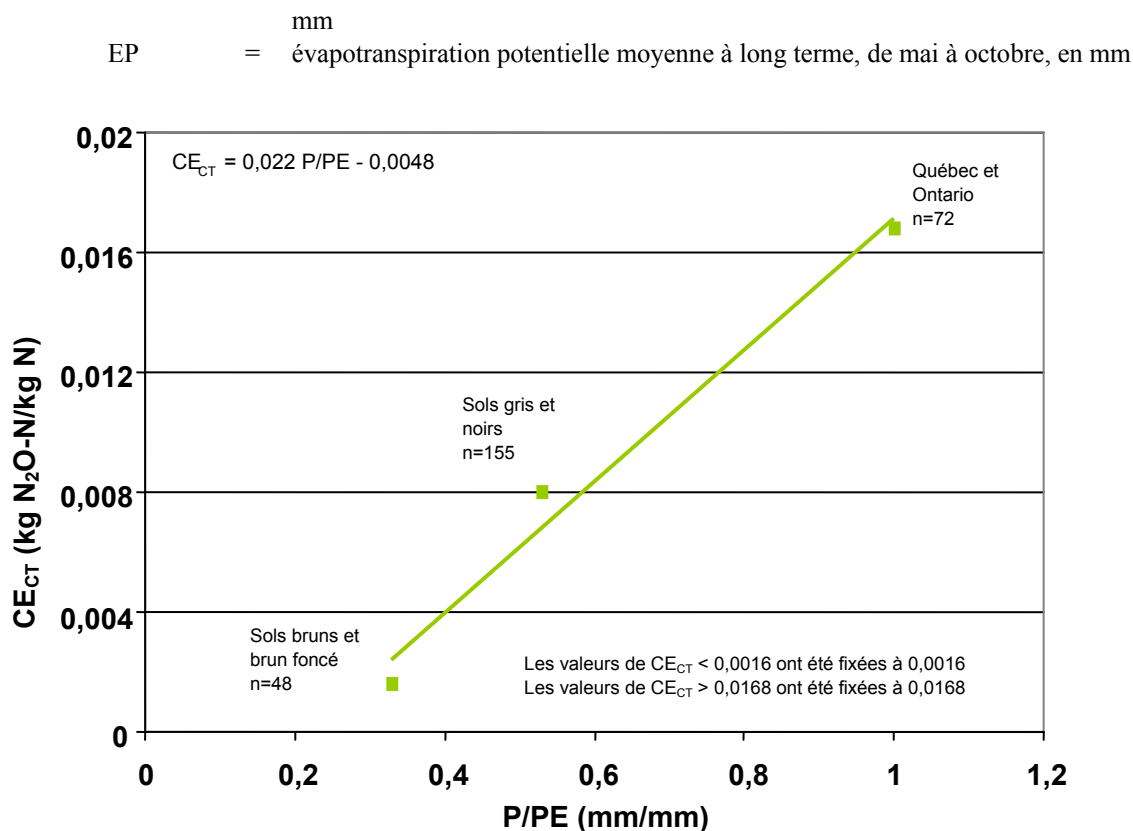


Figure A3-2: CE_{CT} en tant que fonction du rapport à long terme des précipitations sur l'évaporation potentielle (P/EP), de 1971 à 2000

Émissions de N₂O pendant l'hiver et le dégel printanier

Dans l'est du Canada, les chutes de neige annuelles moyennes varient de 1 m à 4,5 m (Environnement Canada, 2002). L'eau de la fonte des neiges crée des conditions d'humidité qui stimulent souvent la production de N₂O dans les sols (Wagner-Riddle et Thurtel, 1998). L'intensité du gel des sols en hiver influe également, semble-t-il, sur le taux d'émission au printemps (Wagner-Riddle *et al.*, 2007). Ainsi, les résultats d'études micrométéorologiques montrent que les émissions de N₂O peuvent atteindre des niveaux élevés pendant l'hiver et le dégel printanier en Ontario (Wagner-Riddle et Thurtel, 1998; Grant et Pattey, 1999). Le fait de limiter les estimations d'émissions aux périodes exemptes de neige conduit donc à sous-estimer les émissions annuelles totales de N₂O dans cette région. Rochette *et al.* (2008) font état de taux moyens d'émission de N₂O pendant l'hiver et le dégel printanier atteignant 1,2 kg N₂O-N ha⁻¹ dans le sud de l'Ontario (Wagner-Riddle *et al.*, 2007; Wagner-Riddle et Thurtel, 1998); on a tenu compte de ces émissions dans le calcul du rapport entre CE_{CT} et P/EP illustré à la Figure A3-2.

Des émissions printanières peuvent également survenir dans les Prairies, mais elles sont habituellement moins importantes que celles observées dans l'Est du Canada (Lemke *et al.*, 1999). Les mesures de flux en enceinte utilisées pour estimer l'élément CE_{CT} dans les Prairies comprennent les émissions du dégel printanier, car la faible accumulation de neige dans cette région permet d'installer des enceintes au cours de cette période. Par conséquent, il n'est pas

nécessaire de rajuster l'élément CE_{CT} pour tenir compte des émissions du dégel printanier dans les Prairies.

Texture du sol et émissions de N_2O

La texture du sol n'influence pas directement la production de N_2O dans le sol. Il existe toutefois une corrélation entre ce paramètre et divers autres paramètres physiques et chimiques qui contrôlent la production et le transport du N_2O dans le profil du sol (Arrouays *et al.*, 2006; da Sylva et Kay, 1997; Minasny *et al.*, 1999). Il y a souvent une corrélation entre les variables dues à la texture du sol et les émissions de N_2O des sols agricoles (Hénault *et al.*, 1998; Corre *et al.*, 1999; Chadwick *et al.*, 1999; Bouwman *et al.*, 2002; Freibauer, 2003).

L'incidence de la texture du sol sur les émissions de N_2O provenant des sols agricoles a été estimée à l'aide d'un coefficient de rapport ($CR_{TEXTURE}$) correspondant au rapport entre les émissions de N_2O de sols appartenant à une classe de texture donnée et la moyenne des émissions des sols de toutes les textures. Une valeur de 0,8 a été attribuée à la classe $CR_{TEXTURE-GROSSIÈRE}$ et à la classe $CR_{TEXTURE-MOYENNE}$, et de 1,2 à la classe $CR_{TEXTURE-FINE}$ (Rochette *et al.*, 2008). Les valeurs de $CR_{TEXTURE}$ dans les régions autres que le Québec, l'Ontario et les provinces de l'Atlantique n'ont pu être estimées. On présume que la texture du sol n'a qu'un effet limité sur les émissions de N_2O ($CR_{TEXTURE}=1$) sous les climats secs qui caractérisent, par exemple, la région des Prairies, où la teneur en humidité du sol conduit à de faibles émissions de N_2O , quelle que soit la texture du sol.

Équation A3-15 :

$$CR_{TEXTURE,i} = (CR_{TEXTURE-FINE,i} \times FRAC_{TEXTURE-FINE,i}) + (CR_{TEXTURE-GROSSIÈRE,i} \times FRAC_{TEXTURE-GROSSIÈRE,i}) + (CR_{TEXTURE-MOYENNE,i} \times FRAC_{TEXTURE-MOYENNE,i})$$

Où :

$CR_{TEXTURE,i}$	=	coefficient de rapport pondéré de la texture du sol sur les émissions de N_2O pour un écodistrict i de l'Ontario, du Québec ou des provinces de l'Atlantique
$CR_{TEXTURE-FINE,i}$	=	coefficient de rapport des émissions de N_2O pour les sols à texture fine dans un écodistrict i donné
$FRAC_{TEXTURE-FINE,i}$	=	fraction des sols à texture fine dans un écodistrict i
$CR_{TEXTURE-GROSSIÈRE,i}$	=	coefficient de rapport des émissions de N_2O pour les sols à texture grossière dans un écodistrict i donné
$FRAC_{TEXTURE-GROSSIÈRE,i}$	=	fraction des sols à texture grossière dans un écodistrict i
$CR_{TEXTURE-MOYENNE,i}$	=	coefficient de rapport des émissions de N_2O pour les sols à texture moyenne dans un écodistrict i donné
$FRAC_{TEXTURE-MOYENNE,i}$	=	fraction des sols à texture moyenne dans un écodistrict i

Engrais azotés synthétiques

La méthode du Canada pour estimer les émissions de N_2O résultant de l'épandage d'engrais synthétiques sur les sols agricoles tient compte des régimes climatiques locaux ainsi que des

conditions topographiques locales. On estime les émissions de N₂O par écodistrict au moyen de l'Équation A3-16⁵⁸. On obtient les émissions provinciales et nationales en additionnant les estimations par écodistrict.

Équation A3-16 :

$$N_2O_{ESA} = \sum (N_{ENG,i} \times CE_{BASE,i} \times CR_{TEXTURE,i}) \times \frac{44}{28}$$

Où :

N ₂ O _{ESA}	=	émissions provenant des engrais synthétiques azotés, kg N ₂ O/an
N _{ENG,i}	=	consommation totale d'engrais synthétiques dans chaque écodistrict i, kg N/an. Le N _{ENG} d'un écodistrict est estimé à l'aide de l'Équation A3-20.
CE _{BASE,i}	=	une moyenne pondérée de coefficients d'émission au niveau d'un écodistrict i, qui est fonction du climat (précipitations/évapotranspiration potentielle) et des reliefs locaux, kg N ₂ O-N/kg N par an
CR _{TEXTURE,i}	=	coefficient de rapport pondéré de la texture du sol sur les émissions de N ₂ O pour un écodistrict i donné
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui du N ₂

Les données relatives aux ventes d'engrais contenant de l'azote synthétique sont disponibles par province seulement et ont dû être désagrégées à l'échelle des écodistricts. L'approche est fondée sur l'hypothèse que la quantité potentielle d'engrais épandu contenant de l'azote synthétique (N_{APPL}) est égale à la différence entre les taux d'azote recommandés (N_{RCMD}) et l'azote de fumier disponible à l'épandage sur des terres cultivées (N_{FUM-D,TC}):

Équation A3-17 :

$$N_{APPL,i} = N_{RCMD,i} - N_{FUM-D,TC,i}$$

Où :

N _{APPL,i}	=	quantité totale d'engrais azoté potentiellement épandu dans un écodistrict i, kg N/an
N _{RCMD,i}	=	épandage recommandé d'engrais dans un écodistrict i, kg N/an
N _{FUM-D,TC,i}	=	azote disponible du fumier épandu sur les terres en culture dans un écodistrict i, kg N/an

L'élément N_{RCMD} a été estimé comme la somme des produits de chaque type de culture et du taux recommandé d'épandage d'engrais pour cette culture dans cet écodistrict (Yang *et al.*, 2007) :

Équation A3-18 :

$$N_{RCMD,i} = \sum (CROPA_{ij} \times N_{RECR,j})$$

⁵⁸ Un écodistrict est une partie d'écorégion caractérisée par un assemblage distinct de reliefs, de formations géologiques, de sols, de végétation, de plans d'eau et d'animaux (http://gcmd.nasa.gov/records/CANADA-CGDI_Canada_AAFC_Eco.html; site en anglais seulement).

Où :

- CROPA_{ij} = superficie du type de culture j dans un écodistrict i, en ha
 N_{RECRJ,j} = taux recommandé d'épandage d'azote pour le type de culture j dans un écodistrict i, en kg N/ha par an

L'élément N_{FUM-D,TC} a été calculé comme la somme de tout l'azote provenant du fumier de tous les animaux de ferme se trouvant dans l'écodistrict :

Équation A3-19 :

$$N_{FUM-D,TC,i} = \sum_{jik} [(AnimalNo_{ji} \times NE_{X,j}) \times (1 - N_{PRPj}) \times (1 - FRAC_{(PerteSF)jk} - UNAV)]$$

Où :

- AnimalNo_{ji} = population animale de la catégorie j dans un écodistrict i, nombre de têtes (section A3.3.1)
 N_{EX,j} = taux annuel d'excrétion d'azote pour la catégorie d'animal j, kg N/sujet-année (Tableau A3-26 et Tableau A3-27)
 N_{PRPj} = fraction de l'azote du fumier qui est déposé sur les pâturages par des animaux qui broutent, pour la catégorie d'animaux j (Tableau A3-23)
 FRAC_{(PerteSF)jk} = fraction de l'azote qui est perdue lors du stockage et de la manutention de fumier dans le système de gestion du fumier k pour la catégorie d'animaux j (Tableau A3-28)
 UNAV = fraction de l'azote du fumier qui est, soit sous forme organique, soit non disponible pour les cultures : 0,35 (Yang *et al.*, 2007)

Tableau A3-28 : Pertes totales d'azote, de NH₃ et de NO_x-N, pour divers animaux d'élevage et systèmes de gestion des fumiers

Espèce animale	Système de gestion du fumier	Perte totales d'azote de fumier (%) ¹ (FRAC _(PerteSF))	Perte de NH ₃ -N et de NO _x -N (%) ² (FRAC _{GASM})
Vaches laitières	Liquide	40 (15–45)	40 (15–45)
	Stockage du fumier solide	35 (10–55)	25 (10–40)
Bovins non laitiers	Pâturages et enclos		20 (5–50)
	Liquide	40 (15–45)	40 (15–45)
	Stockage du fumier solide	40 (20–50)	30 (20–50)
Porcs	Pâturages et enclos		20 (5–50)
	Liquide	48 (15–60)	48 (15–60)
	Stockage du fumier solide	50 (20–70)	45 (10–65)
Moutons, agneaux, lamas et alpacas	Stockage du fumier solide	15 (5–20)	12 (5–20)
	Pâturages et enclos		20 (5–50)
	Stockage du fumier solide	15 (5–20)	12 (5–20)
Chèvres et chevaux	Pâturages et enclos		20 (5–50)
	Liquide	50	50
Volailles	Stockage du fumier solide	53 (20–80)	48 (10–60)
	Pâturages et enclos		20 (5–50)
	Liquide	50	50

Notes :

1. Les chiffres entre parenthèses indiquent une plage de valeurs.
2. Source des données : Hutchings *et al.* (2001); EPA (2004); Rotz (2004).

Comme il importe d'assurer la concordance de la quantité potentielle d'engrais et de la quantité totale de cet engrais vendue dans la province (N_{VENTES}) pour estimer la quantité effectivement épanchée (N_{ENG}), nous ajustons comme suit la valeur de N_{APPL} dans chaque écodistrict :

Équation A3-20 :

$$N_{\text{ENG},i} = N_{\text{APPL},i} \times \left[\frac{\left(\sum_{ip} N_{\text{APPL},p} \right)}{N_{\text{VENTES},p}} \right]$$

Où :

- $N_{\text{ENG},i}$ = quantité totale d'engrais azoté effectivement épanchée sur l'ensemble des cultures dans un écodistrict i , en kg
- $N_{\text{APPL},i}$ = quantité totale d'engrais azoté potentiellement épanchée sur l'ensemble des cultures dans un écodistrict i , en kg
- $\sum_{ip} N_{\text{APPL},p}$ = somme de la totalité des engrais azotés potentiellement épanchés dans une province p , en kg
- $N_{\text{VENTES},p}$ = quantité totale d'engrais azotés vendue dans une province p , en kg

Dans les écodistricts où $N_{\text{FUM-D, TC}}$ excédait N_{RCMD} , l'élément N_{ENG} a été fixé à 0. Pour les années situées entre deux années de recensement consécutives (p. ex. 1991, 1996, 2001 et 2006), on a interpolé l'élément N_{RCMD} de façon linéaire afin d'estimer successivement les valeurs annuelles de N_{APPL} et de N_{ENG} à l'échelle de l'écodistrict.

L'Unité des marchés de l'agrofourmiture de la Direction sur les politiques d'adaptation et de revenu agricole d'Agriculture et Agro-alimentaire Canada a recueilli des données annuelles sur la consommation d'engrais azotés à l'échelon provincial et publié un document intitulé *Consommation, livraison et commerce des engrais au Canada de 1990 à 2002* (Korol, 2003). L'Institut canadien des engrais⁵⁹ (ICE) recueille et publie, depuis 2003, des données sur les engrais azotés.

On dénombre 958 stations météorologiques dans la base de données météorologiques archivées d'AAC. Les données de ces stations (80°00'N-41°55'N, 139°08W-52°40W) du Canada (758 stations) et des États-Unis (200 stations) ont servi à interpoler les valeurs mensuelles des précipitations et de l'évapotranspiration potentielle de mai à octobre, entre 1971 et 2000, aux centroïdes des écodistricts. Les données météorologiques archivées d'AAC ont été fournies par le Service météorologique du Canada d'Environnement Canada.

Fumier épanché comme engrais

⁵⁹ Disponible en ligne : http://www.cfi.ca/Publications/Statistical_Documents.asp.

Les émissions de N₂O émanant de l'azote de fumier épandu comme engrais comprennent le N₂O résultant de l'épandage de fumier sur les sols agricoles sous forme sèche, liquide et selon d'autres systèmes de gestion des déchets. On utilise également, pour les émissions de N₂O attribuables aux engrais azotés synthétiques, une méthode de niveau 2 pour estimer des émissions de N₂O attribuables à l'azote du fumier épandu comme engrais. La méthode est fondée sur la quantité d'azote du fumier produit par les animaux d'élevage et sur le CE_{BASE} propre à chaque pays, en tenant compte des conditions topographiques et de l'humidité du climat régional (au niveau de l'écodistrict). Les estimations des émissions de N₂O attribuables à cette source sont calculées à l'aide de l'Équation A3-21.

Équation A3-21 :

$$N_2O_{FUM} = \sum (N_{FUM,TC,i} \times CE_{BASE,i} \times CR_{TEXTURE,i}) \times \frac{44}{28}$$

Où :

N ₂ O _{FUM}	=	émissions provenant de l'azote de fumier épandu comme engrais sur les terres cultivables, en kg N ₂ O/an
N _{FUM,TC,i}	=	quantité totale d'azote de fumier épandu comme engrais sur les terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an (Équation A3-22)
CE _{BASE,i}	=	coefficient d'émission moyen pondéré pour un écodistrict i, en tenant compte du climat et de la topographie, en kg N ₂ O-N/kg N par an
CR _{TEXTURE,i}	=	moyenne pondérée du coefficient de rapport de la texture du sol sur les émissions de N ₂ O dans un écodistrict i
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui du N ₂

Équation A3-22 :

$$N_{FUM,TC,i} = \sum_T \left[(N_T \times N_{EX,T}) \times (1 - N_{PRP,T}) \times (1 - FRAC_{(PerteM,T)}) \right]$$

Où :

N _{FUM,TC,i}	=	fumier animal épandu comme engrais azoté sur les terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an
N _T	=	population pour la catégorie ou sous-catégorie d'animaux T (section A3.3.1)
N _{EX,T}	=	taux d'excrétion d'azote de la Tième catégorie ou sous-catégorie d'animal (voir le Tableau A3-26 pour les non bovins et le Tableau A3-27 pour les bovins)
N _{PRP,T}	=	fraction de l'azote du fumier épandu dans les pâturages, les grands parcours et les enclos pour chaque catégorie d'animaux T dans un écodistrict i (Tableau A3-23)
FRAC _(PerteM,T)	=	fraction des pertes totales d'azote du fumier pour chaque catégorie d'animaux T, à l'exclusion des pâturages, des grands parcours et des enclos dans un écodistrict i (Tableau A3-28)

Les données sur la population d'animaux et sur les rajustements de population sont détaillées à la section A3.3.1.

Fixation de l'azote biologique

La fixation de l'azote biologique par l'association légumineuses-rhizobiums, une source importante de N₂O dans la méthodologie des Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC/OCDE/AIE, 1997), n'est pas incluse dans les Lignes directrices de 2006 du GIEC. Cette décision est étayée par les découvertes de Rochette et Janzen (2005), selon laquelle il n'existe aucune preuve que des quantités mesurables de N₂O soient produites pendant le processus de fixation de l'azote lui-même. Le Canada a donc décidé de déclarer cette source comme « ne survenant pas ». Toutefois, la contribution de l'azote des légumineuses aux émissions de N₂O est incluse en tant que source d'émissions de N₂O attribuables à la décomposition des résidus de récolte sur les sols agricoles (N_{RES}).

Décomposition des résidus de récolte

Les transformations (nitrification et dénitrification) de l'azote libéré lors de la décomposition des résidus de récolte rejettent du N₂O dans l'atmosphère. On a utilisé une méthodologie de niveau 2 propre au Canada et semblable à celle utilisée pour les engrais azotés synthétiques et le fumier épandu comme engrais pour en estimer les émissions de N₂O. Cette méthode repose sur les Équation A3-23, Équation A3-24 et Équation A3-25:

Équation A3-23 :

$$N_2O_{RES} = \sum (N_{RES,i} \times CE_{BASE,i} \times CR_{TEXTURE,i}) \times \frac{44}{28}$$

Où :

- N₂O_{RES} = émissions attribuables à la décomposition des résidus de récolte, en kg N₂O/an
- CE_{BASE,i} = moyenne pondérée des coefficients d'émission pour un écodistrict i, en kg N₂O-N/kg N par an
- 44/28 = rapport entre le poids moléculaire du N₂O et celui du N₂
- N_{RES,i} = quantité totale d'azote des résidus de culture qui est laissée sur les terres cultivables pour un écodistrict i, en kg N/an (Équation A3-24)
- CR_{TEXTURE,i} = moyenne pondérée du coefficient de rapport de la texture du sol sur les émissions de N₂O dans un écodistrict i

Équation A3-24 :

$$N_{RES,i} = \sum_T [P_{T,i} \times FRAC_{RENOU,T,i} \times (R_{AG,T} \times N_{AG,T} + R_{BG,T} \times N_{BG,T})]$$

Où :

- FRAC_{RENOU,T,i} = fraction de la superficie totale cultivée T qui est renouvelée chaque année dans un écodistrict i
- R_{AG,T} = rapport entre les résidus en surface pour une culture T, en kg de matières sèches (MS)/kg
- N_{AG,T} = teneur en azote des résidus en surface pour une culture T, en kg N/kg MS
- R_{BG,T} = rapport entre les résidus souterrains et le rendement récolté d'une culture T, en kg/kg MS
- N_{BG,T} = teneur en azote des résidus souterrains pour une culture T, en kg N/kg MS
- T = type de culture qui est renouvelée annuellement dans un écodistrict i, calculée comme à l'Équation A3-25), en kg MS/an

$P_{T,i}$ = production totale du type de culture T qui est renouvelée annuellement dans un écodistrict i, calculée comme à l'Équation A3-25), en kg MS/an

Équation A3-25 :

$$P_{T,i} = \frac{A_{T,i} \times Y_{T,i}}{\sum_{i=1}^N (A_{T,i} \times Y_{T,i})} \times P_{T,p} \times (1 - H_2O_T)$$

Où :

$A_{T,i}$ = superficie d'une culture de type T dans un écodistrict i, en ha
 $Y_{T,i}$ = rendement moyen d'une culture de type T dans un écodistrict i, en kg/ha par année
 H_2O_T = teneur en eau d'une culture récoltée de type T, en kg/kg
 $P_{T,p}$ = production totale d'une culture de type T dans une province p, en kg MS/an

Statistique Canada (2007b) (Statistique Canada, n° 22-002) recueille et publie des données annuelles par province sur les grandes cultures : blé, orge, maïs, avoine, seigle, céréales mélangées, graines de lin, canola, sarrasin, graines de moutarde, graines de tournesol, graines de l'alpiste des Canaries, maïs fourrager, betterave à sucre, foin cultivé, pois secs, soya, haricots blancs secs, haricots de couleur, pois chiches et lentilles. La superficie et la production de chaque culture sont déclarées pour la région du Recensement de l'agriculture et à l'échelle provinciale; les rendements ont été attribués aux polygones des pédo-paysages du Canada (PPC) au moyen de recouvrements de zone effectués par Agriculture et Agro-alimentaire Canada. Les paramètres qui s'appliquent à chaque type de culture sont énumérés par Janzen *et al.* (2003).

Culture des sols organiques (histosols)

La culture des sols organiques (histosols) destinés aux récoltes annuelles produit du N_2O . On a utilisé la méthode de niveau 1 du GIEC pour estimer les émissions de N_2O imputables aux sols organiques travaillés (Équation A3-26).

Équation A3-26 :

$$N_2O_H = \sum (A_{os,i} \times EF_{HIST}) \times \frac{44}{28}$$

Où :

N_2O_H = émissions de N_2O provenant des histosols cultivés, en kg N_2O -N/an
 $A_{so,i}$ = superficie totale des sols organiques cultivés dans chaque province, en ha
 CE_{HIST} = coefficient d'émission par défaut du GIEC pour les sols organiques situés à une latitude moyenne, 8,0 kg N_2O -N/ha par an (GIEC, 2000)
 44/28 = rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2

À l'échelle provinciale, les superficies d'histosols cultivées ne sont pas couvertes par le Recensement de l'agriculture. Selon des consultations avec de nombreux spécialistes des sols et des cultures dans tout le Canada, la superficie totale des sols organiques travaillés entre 1990 et 2007 au Canada est de 16 kha⁶⁰.

Émissions ou absorptions de N₂O dues à la réduction ou à l'élimination du travail du sol

Cette catégorie est propre au Canada. Elle ne découle pas d'un apport additionnel d'azote (provenant d'engrais, de fumier ou de résidus de culture), mais est plutôt utilisée pour apporter des modifications aux coefficients d'émission de N₂O à cause du passage de méthodes culturales conventionnelles à des pratiques de conservation du sol, à savoir le travail réduit du sol (TRS) et la culture sans labour (CSL).

Des études réalisées sur le terrain au Québec et en Ontario ont montré que les pratiques de travail du sol ont conduit à une augmentation des émissions de N₂O, alors que l'inverse s'est produit dans les Prairies. Pour quantifier l'incidence des pratiques de travail du sol sur les émissions de N₂O, on utilise un coefficient de rapport (F_{TILL}) correspondant au ratio des flux moyens de N₂O dans les sols CSL ou TRS sur les flux moyens de N₂O dans les sols TI (N₂O_{NT}/N₂O_{TI}) comme suit (Rochette *et al.*, 2008) :

Équation A3-27 :

$$N_2O_{TILL} = \sum [(N_{ENG,i} + N_{FUM,TC,i} + N_{RES,i}) \times (CE_{BASE,i} \times FRAC_{ST-TR,i} \times (F_{TILL} - 1))] \times \frac{44}{28}$$

Où :

N ₂ O _{TILL}	=	réductions ou absorptions de N ₂ O attribuables à l'adoption des pratiques CSL et TRS, en kg N ₂ O/an
N _{ENG,i}	=	consommation totale d'engrais synthétiques dans chaque écodistrict i, kg N/an
N _{FUM,TC,i}	=	quantité totale d'azote de fumier épandu comme engrais sur les terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an
N _{RES,i}	=	quantité totale d'azote des résidus de culture qui est laissée sur les terres cultivables pour un écodistrict i, en kg N/an
CE _{BASE,i}	=	moyenne pondérée des coefficients d'émission pour un écodistrict i, en kg N ₂ O-N/kg N par an
FRAC _{ST-TR,i}	=	fraction des terres cultivables touchées par CSL et TRS dans un écodistrict i
F _{TILL}	=	facteur rajustant le CE _{BASE} en raison de l'adoption de CSL et de TRS : FTS = 1,0 dans l'Est du Canada et la Colombie-Britannique; FTS = 0,8 dans les Prairies (Rochette <i>et al.</i> , 2008)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui du N ₂

La fraction des terres cultivées soumises aux pratiques CSL et TRS (FRAC_{CSL-TRS}) dans chacun des écodistricts provient du Recensement de l'agriculture (Statistique Canada, 1987 1992, 1997, 2002, 2007a) et est identique à celle utilisée dans la catégorie ATCATF des « terres cultivées dont la vocation n'a pas changé ». Les données sont publiées à l'échelon de la région agricole du

⁶⁰ G. Padbury et G. Patterson, AAC, communication personnelle, Agriculture et Agro-Alimentaire Canada, 2004.

recensement, du secteur de recensement, à l'échelon provincial et à l'échelon national. La $FRAC_{CSL-TRS}$ annuelle entre les deux années de recensement consécutives est rajustée par interpolation.

Émissions de N_2O imputables aux jachères

La jachère est une méthode agricole couramment utilisée dans la région des Prairies pour conserver l'humidité du sol en le laissant non ensemencé pendant toute une saison de croissance afin de faire une rotation des cultures. Durant l'année de jachère, plusieurs facteurs, comme l'augmentation de la teneur en humidité du sol, la température, le carbone et l'azote disponibles, peuvent contribuer à une augmentation des émissions de N_2O par rapport à une situation de culture (Campbell *et al.*, 1990). Des études expérimentales ont révélé que les émissions de N_2O dans les champs en jachère étaient analogues aux émissions des champs qui sont constamment cultivés (Rochette *et al.*, 2008). Pour tenir compte des émissions qui n'interviennent pas dans la méthode par défaut du GIEC fondée sur l'apport, nous utilisons la méthode suivante, particulière au pays, pour estimer l'effet de la jachère sur les émissions de N_2O en supposant que, pendant une année agricole, les émissions directes de N_2O provenant d'un champ donné se résument comme suit :

Équation A3-28 :

$$N_2O_{TC} = N_2O_{BASE} + N_2O_{ESA} + N_2O_{FUM} + N_2O_{RES}$$

où les éléments N_2O_{ESA} , N_2O_{FUM} et N_2O_{RES} ont été définis aux sections précédentes. N_2O_{BASE} désigne les émissions de base de N_2O du sol qui ne sont pas dues à l'azote des résidus de culture, à l'azote des engrais ou à celui provenant des épandages de fumier.

Au cours d'une année de jachère, aucun engrais ou fumier n'est épandu. En l'absence d'apports externes d'azote, les émissions de N_2O au cours de l'année de jachère ($N_2O_{JACHÈRE}$) peuvent être considérées comme formées des : i) émissions de base qui auraient eu lieu malgré la jachère (N_2O_{BASE}) et ii) émissions attribuables aux modifications de l'environnement du sol par la jachère ($N_2O_{EFFET-JACHÈRE}$) :

Équation A3-29:

$$N_2O_{JACHÈRE} = N_2O_{BASE} + N_2O_{EFFET-JACHÈRE}$$

Comme on suppose que les émissions de N_2O sont les mêmes pendant les années de jachère et les années de culture ($N_2O_{TC} = N_2O_{JACHÈRE}$) et que la valeur de N_2O_{BASE} est la même en situation de culture ou de jachère, on peut estimer la valeur de $N_2O_{EFFET-JACHÈRE}$ comme suit :

Équation A3-30 :

$$N_2O_{ESA} + N_2O_{FUM} + N_2O_{RES} = N_2O_{EFFET-JACHÈRE}$$

On calcule ainsi les émissions de N_2O découlant de la pratique de la jachère pour chacun des écodistricts en appliquant les émissions dues aux apports d'azote aux cultures annuelles (résidus de culture, engrais et fumier) à la superficie de ces écodistricts mise en jachère :

Équation A3-31 :

$$N_2O_{JACHÈRE} = \sum \left[(N_2O_{ESA,i} + N_2O_{RES,i} + N_2O_{FUM,i}) \times FRAC_{JACHÈRE,i} \right]$$

Où :

$N_2O_{JACHÈRE}$	=	émissions attribuables à l'effet de la jachère, kg N_2O-N
$N_2O_{ESA,i}$	=	émissions attribuables aux engrais azotés de synthèse dans un écodistrict i , en kg N_2O-N
$N_2O_{RES,i}$	=	émissions attribuables à la décomposition des résidus de récolte, en kg N_2O/an , pour l'écodistrict i
$N_2O_{FUM,i}$	=	émissions attribuables au fumier épandu sur les terres cultivées dans un écodistrict i , en kg N_2O-N
$FRAC_{JACHÈRE,i}$	=	fraction des terres cultivées d'un écodistrict i qui est en jachère

Les estimations de N_2O_{ESA} , de N_2O_{RES} et de N_2O_{FUM} à l'échelon d'un écodistrict sont établies à partir des quantités d'azote provenant des engrais synthétiques, de fumiers utilisés comme engrais et des résidus de cultures. La valeur $FRAC_{JACHÈRE}$ est tirée du *Recensement de l'agriculture pour chaque écodistrict* (Statistique Canada, 1987, 1992, 1997, 2002, 2007a) et est identique à celle qui est utilisée dans la catégorie « terres cultivées dont la vocation n'a pas changé » du secteur ATCATF pour les jachères. La valeur $FRAC_{JACHÈRE}$ pour une année comprise entre deux années de recensement consécutives est rajustée par interpolation.

Émissions de N_2O attribuables à l'irrigation

L'augmentation de la teneur en eau lors de l'irrigation peut, à cause d'une plus grande activité biologique et d'une aération réduite des sols, entraîner une augmentation des émissions de N_2O (Jambert *et al.*, 1997). Ainsi, des études ont montré que les plus fortes émissions de N_2O de sols agricoles du Nord-Ouest des États-Unis (Liebig *et al.*, 2005) et de l'Ouest du Canada (Hao *et al.*, 2001) ont été observées sur les terres irriguées, suivies des terres non irriguées et des pâturages. Il n'existe aucune étude sur le terrain comparant les émissions de N_2O des terres irriguées et des terres non irriguées au Canada. On a donc posé l'hypothèse que : 1) l'eau d'irrigation stimule la production de N_2O de la même manière que l'eau de pluie; 2) le volume d'irrigation permet d'éviter le manque d'eau comme « précipitations + eau d'irrigation = évapotranspiration potentielle ». On a donc tenu compte de l'effet de l'irrigation sur les émissions de N_2O des terres agricoles à l'aide d'un CE_{BASE} estimé avec un rapport $P/EP = 1$ ($CE_{BASE} = 0,017 N_2O-N/kg N$) pour les zones irriguées d'un écodistrict :

Équation A3-32 :

$$N_2O_{IRRI} = \sum \left[(N_{ENG,i} + N_{FUM.TC,i} + N_{RES,i}) \times (0,017 - CE_{BASE,i}) FRAC_{IRRI,i} \right] \times \frac{44}{28}$$

Où :

N_2O_{IRRI}	=	émission attribuables à l'irrigation, kg N_2O/an
$N_{ENG,i}$	=	consommation totale d'engrais synthétiques dans chaque écodistrict i , kg N/an
$N_{FUM,TC,i}$	=	quantité totale d'azote de fumier épandu comme engrais sur les terres cultivables dans un écodistrict i , en kg N/an
$N_{RES,i}$	=	quantité totale d'azote des résidus de culture qui est laissée sur les terres cultivables pour un écodistrict i , en kg N/an
0,017	=	valeur attribuée à EF_{BASE} pour les terres irriguées, en kg $N_2O-N/kg N$ -année
$CE_{BASE,i}$	=	moyenne pondérée des coefficients d'émission pour un écodistrict i , en kg $N_2O-N/kg N$ par an
$FRAC_{IRRI,i}$	=	fraction des terres cultivables irriguées dans l'écodistrict i
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2

L'élément $FRAC_{IRRI}$ est dérivé des données du *Recensement de l'agriculture pour chacun des écodistricts* (Statistique Canada 1987, 1992, 1997, 2002, 2007a). Entre deux années de recensement, on rajuste cet élément par interpolation.

A3.3.6.2 *Fumier épandu sur les pâturages, les grands parcours et les enclos réservés par les animaux au pacage*

On estime les émissions de N_2O attribuables au fumier laissé sur les pâturages, les grands parcours et les enclos à l'aide de la méthode par défaut de niveau 1 du GIEC. Cette méthodologie est fondée sur la quantité d'azote de fumier produite par les animaux d'élevage dans les pâturages, les grands parcours et les enclos et on calcule les émissions de N_2O à l'aide de l'Équation A3-33.

Équation A3-33 :

$$N_2O_{PRP} = \sum_T (N_T \times N_{EX,T} \times N_{PRP,T} \times CE_{PRP,T}) \times \frac{44}{28}$$

Où :

N_2O_{PRP}	=	émissions attribuables au fumier laissé dans les pâturages, les grands parcours et les enclos par les animaux au pacage, en kg N_2O /an
N_T	=	population pour la catégorie ou sous-catégorie d'animaux T (section A3.3.1)
$N_{EX,T}$	=	taux annuel d'excrétion d'azote pour la catégorie d'animal T, en kg N/tête-année (Tableau A3-26 et Tableau A3-27)
$N_{PRP,T}$	=	fraction de l'azote du fumier excrété sur les pâturages, dans les parcours et dans les enclos par les animaux de la catégorie T (Tableau A3-23)
$CE_{PRP,T}$	=	coefficient d'émission de l'azote de fumier laissé par des animaux dans les pâturages, les grands parcours et les enclos : 0,02 kg N_2O -N/kg N pour le bétail laitier, le bétail non laitier, les buffles, les porcs et la volaille, et 0,01 kg N_2O -N/kg N pour les moutons, les lamas, les alpacas, les agneaux, les chèvres et les chevaux (GIEC, 2006)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2

Les sources des données sur les populations d'animaux sont présentées en détail à la section A3.3.1.

A3.3.6.3 *Émissions indirectes de N_2O provenant des sols*

Volatilisation et redépôt d'azote

La méthode de niveau 1 du GIEC est utilisée pour estimer les émissions indirectes de N_2O attribuables à la volatilisation et au redépôt de l'azote des engrais et du fumier épandus sur les sols agricoles. On calcule les émissions à l'aide de l'Équation A3-34:

Équation A3-34 :

$$N_2O_{VD} = \sum [(N_{ENG,i} \times FRAC_{GASF}) + (N_{FUM,TC,i} \times FRAC_{GASM}) + N_{FUM-VOLAT,i}] \times CE_{VD} \times \frac{44}{28}$$

Où :

N_2O_{VD}	=	émissions attribuables à la volatilisation et au redépôt de l'azote, en kg
-------------	---	--

	N_2O/an
$N_{ENG,i}$	= consommation d'engrais azotés synthétiques dans un écodistrict i, en kg N/an
$FRAC_{GASF}$	= fraction de l'azote d'engrais synthétiques épandus sur les sols qui se volatilise sous forme de NH_3-N et de NO_x-N : 0,1 kg ($NH_3-N + NO_x-N$)/kg N (GIEC, 2006)
$N_{FUM,TC,i}$	= quantité totale d'azote de fumier animal épandu comme engrais sur les terres cultivables dans un écodistrict i, en kg N/an
$FRAC_{GASM}$	= fraction de l'azote du fumier épandu sur les terres cultivées qui se volatilise : 0,2 kg ($NH_3-N + NO_x-N$)/kg N (GIEC, 2006)
CE_{VD}	= coefficient d'émission attribuable à la volatilisation et au redépôt : 0,01 kg N_2O-N /kg N (GIEC/OCDE/AIE, 1997)
44/28	= rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2
$N_{FUM-VOLAT,i}$	= quantité totale d'azote de fumier perdue sous forme de NH_3-N et de NO_x-N par suite des excréments du bétail dans un écodistrict i, en kg N, calculée comme d'après l'Équation A3-35)

Équation A3-35 :

$$N_{FUM-VOLAT,i} = \sum_{mT} (N_T \times N_{EX,T} \times SGF_{m,T} \times FRAC_{GASMm,T})$$

Où :

N_T	= population d'animaux de la catégorie T, têtes, kg N
$N_{EX,T}$	= excrétion d'azote par les animaux de la catégorie T, en kg N/année (section A3.3.5.1)
$SGF_{m,T}$	= fraction de l'azote de fumier des animaux de la catégorie T gérée dans le cadre d'un système de gestion des fumiers (Tableau A3-23)
$FRAC_{GASMm,T}$	= fraction d'azote de fumier excrété par les animaux de la catégorie T et gérée dans le cadre d'un système de gestion des fumiers m qui se volatilise sous forme de NH_3-N et de NO_x-N (Tableau A3-28)

Les sources des données utilisées pour estimer les valeurs N_{ENG} et $N_{FUM-VOLAT}$ à l'échelon d'un écodistrict ont été présentées plus haut (section A3.3.6.1 et Tableau A3-28).

Lessivage et ruissellement

On estime les émissions indirectes de N_2O attribuables au lessivage, au ruissellement et à l'érosion de l'azote d'engrais, de l'azote de fumier et de l'azote de résidus de culture présents dans les sols agricoles à l'aide d'une méthode de niveau 1 modifiée du GIEC :

Équation A3-36 :

$$N_2O_L = \sum \left[(N_{ENG,i} + N_{FUM,TC,i} + N_{PRP,i} \times N_{RES,i}) \times FRAC_{LESSIVAGE,i} \times CE_{LESSIVAGE} \right] \times \frac{44}{28}$$

Où :

N_2O_L	= émissions attribuables au lessivage et au ruissellement d'azote, en kg N_2O /an
$N_{ENG,i}$	= engrais azotés synthétiques épandus dans un écodistrict i, en kg N
$N_{FUM,TC,i}$	= azote de fumier épandu comme engrais dans un écodistrict i, en kg N
$N_{PRP,i}$	= azote de fumier dans les pâturages, les grands parcours et les enclos dans un écodistrict i, en kg N

$N_{RES,i}$	= azote de résidus de culture dans un écodistrict i , en kg N
$FRAC_{LESSIVAGE,i}$	= fraction de l'azote perdue par lessivage et ruissellement dans un écodistrict i , comme défini ci-dessous
$CE_{LESSIVAGE}$	= coefficient d'émission attribuable au lessivage/ruissellement : 0,025 kg N_2O-N/kg N (GIEC, 2000)
44/28	= rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2

Détermination de la fraction d'azote perdue par lessivage ($FRAC_{LESSIVAGE}$) à l'échelon de l'écodistrict au Canada

Au Canada, les pertes d'azote par lessivage varient considérablement d'une région à l'autre. Des apports d'azote élevés dans des conditions humides peuvent mener à des pertes supérieures à 100 kg N/ha dans certains systèmes agricoles du sud de la Colombie-Britannique (Paul et Zebarth, 1997; Zebarth *et al.*, 1998). Cependant, ces pertes ne représentent qu'une petite fraction des agroécosystèmes canadiens. En Ontario, Goss et Goorahoo (1995) ont prévu des pertes par lessivage de 0 à 37 kg N/ha⁻¹, soit de 0 à 20 % des apports d'azote. Il est possible que les pertes par lessivage dans la majeure partie des Prairies soient inférieures, les précipitations et les apports d'azote y sont moins importants par unité de surface. Une étude de longue durée menée au centre de l'Alberta par Nyborg *et al.* (1995) indique que les pertes par lessivage sont minimales. De plus, Chang et Janzen (1996) n'ont relevé aucune preuve de lessivage de l'azote dans des parcelles non irriguées et à fort épandage de fumier, et ce malgré d'importantes accumulations de nitrate dans le profil du sol.

Dans les Lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre, version révisée de 1996 (GIEC/OCDE/AIE, 1997), l'élément $FRAC_{LESSIVAGE}$ a une valeur par défaut de 0,3, mais cette valeur peut être aussi basse que 0,05 dans les régions où les quantités de pluie sont nettement inférieures à l'évapotranspiration potentielle (GIEC, 2006), comme dans la région des Prairies canadiennes. On pose donc l'hypothèse que la valeur $FRAC_{LESSIVAGE}$ varie, selon l'écodistrict, entre un minimum de 0,05 et un maximum de 0,3.

Pour les écodistricts où la valeur des précipitations et de l'évapotranspiration potentielle (P/EP) pendant la saison de croissance (de mai à octobre) est égale ou supérieure à 1, on a attribué la valeur maximale de $FRAC_{LESSIVAGE}$ recommandée dans les Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre (GIEC, 2006), soit 0,3. Pour les écodistricts affichant la plus faible valeur P/EP (0,23), une valeur minimale $FRAC_{LESSIVAGE}$ de 0,05 a été attribuée. Pour les écodistricts où la valeur P/EP variait entre 0,23 et 1, on a estimé l'élément $FRAC_{LESSIVAGE}$ à l'aide de la fonction linéaire qui relie les points de départ et d'arrivée (P/EP, $FRAC_{LESSIVAGE}$) = 0,23, 0,05) (Figure A3-3).

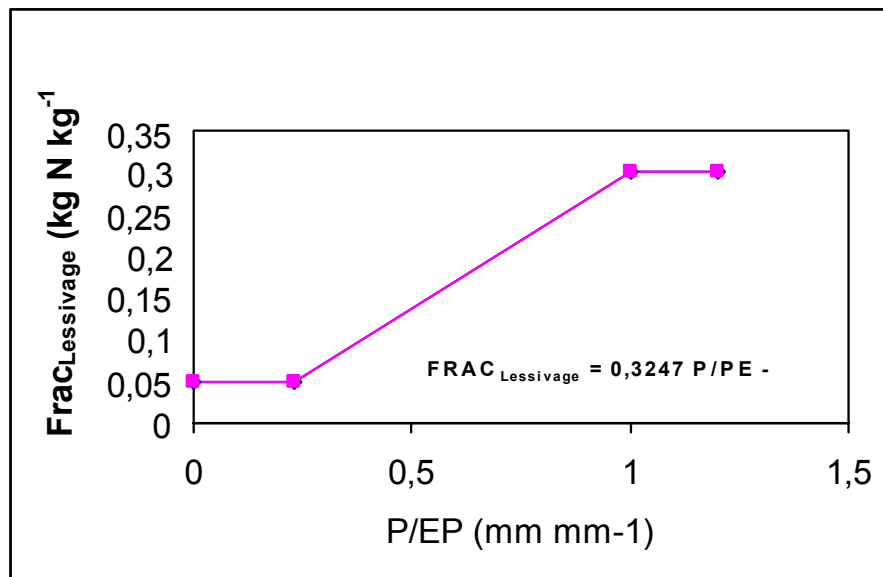


Figure A3-3: Détermination des valeurs de FRAC_{LESSIVAGE} pour l'écodistrict

Les sources des données utilisées pour le calcul des valeurs de N_{ENG} (section A3.3.6.1), $N_{FUM,TC}$ (section A3.3.6.1), N_{PRP} (section A3.3.6.2) et N_{RES} (section A3.3.6.1) à l'échelle de l'écodistrict sont indiquées dans les sections précédentes.

On a calculé la valeur $FRAC_{LESSIVAGE}$ à l'échelle d'un écodistrict en se servant des normales à long terme des précipitations et de l'évapotranspiration potentielles mensuelles, de mai à octobre, entre 1971 et 2000⁶¹.

A3.4 Méthodologie relative à l'affectation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie

Le secteur ATCATF de l'inventaire englobe l'émission et l'absorption de GES liées aux terres aménagées et à la conversion de terres d'une catégorie à une autre.

Comme au chapitre 7, la structure de cette annexe cherche à préserver les catégories de déclaration fondées sur les terres, tout en regroupant les méthodologies connexes de collecte des données et d'établissement des estimations. La section 0A3.4A3.4.1 résume le cadre spatial d'établissement des estimations et de rapprochement des secteurs. La section 0.5A.3.4.2 décrit brièvement la méthode générale d'estimation des fluctuations des stocks, des émissions et de l'absorption de carbone dans toutes les catégories associées aux forêts, y compris les forêts aménagées, la conversion de terres forestières à d'autres utilisations et les terres converties en forêts. Cette description n'est pas reprise en ce qui a trait aux terres cultivées, aux prairies, aux terres humides et aux zones de peuplement.

⁶¹ S. Gameda, communication personnelle, Agriculture et Agro-Alimentaire Canada, 2006.

La section A3.4.7 donne une brève description de quelques méthodes disponibles pour estimer les émissions différées de carbone attribuables au stockage de longue durée du carbone dans les produits ligneux récoltés et de leurs répercussions pour le Canada.

A3.4.1 Cadre spatial d'établissement des estimations et de rapprochement des secteurs dans le secteur ATCATF

Le système canadien de surveillance du secteur ATCATF repose sur une étroite collaboration entre scientifiques et experts de différentes disciplines. Dès le départ, on a reconnu que les démarches, les méthodes, les outils et les données disponibles et parfaitement appropriés à la surveillance des activités humaines dans une catégorie de terres ne convenaient pas nécessairement aux autres catégories. Il existe d'importantes différences dans le cadre spatial utilisé par chaque groupe, d'où le risque que les données sur les activités et les estimations deviennent incohérentes sur le plan spatial. L'ensemble des partenaires du Système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports (SNSCPR) du secteur ATCATF ont convenu d'un cadre spatial hiérarchique permettant d'obtenir le niveau le plus élevé possible d'uniformité et d'intégrité spatiale dans l'inventaire des GES.

Au niveau de résolution spatiale le plus élevé se trouvent les unités analytiques, qui sont propres à chaque système d'estimation. Dans les forêts aménagées, les unités analytiques sont les unités d'aménagement figurant dans les inventaires forestiers des provinces et des territoires. Pour les besoins de notre évaluation, les forêts aménagées ont été classées en 542 unités analytiques dans 12 provinces et territoires (Tableau A3-29). Les unités analytiques résultent généralement du recoupement de secteurs administratifs utilisés pour l'aménagement du bois d'œuvre et des frontières écologiques.

Tableau A3-29 : Unités analytiques spatiales des forêts aménagées

Province/Territoire	Nombre d'unités analytiques
Terre-Neuve-et-Labrador	25
Nouvelle-Écosse	1
Île-du-Prince-Édouard	1
Nouveau-Brunswick	1
Québec	130
Ontario	54
Manitoba	71
Saskatchewan	40
Alberta	69
Colombie-Britannique	98
Yukon	13
Territoires du Nord-Ouest	39
Canada	542

Le cadre spatial le mieux adapté à la surveillance des GES émis par les terres agricoles (terres cultivées et prairies) est la Banque de données nationales sur les sols du Système d'information sur les sols du Canada⁶² et les pédo-paysages. L'éventail complet des attributs qui décrivent un type distinctif de sol et les paysages qui l'accompagnent, comme le modelé de la surface, la déclivité, la teneur caractéristique en carbone du sol dans les utilisations des terres agricoles originales et dominantes, la profondeur de la nappe phréatique, s'appelle un pédo-paysage. Les

⁶². Disponible en ligne à l'adresse <http://sis2.agr.gc.ca/cansis/>

paysages des sols sont liés spatialement aux polygones des PPC (les unités analytiques) qui peuvent contenir un ou plusieurs éléments distinctifs du pédo-paysage. Les polygones des PPC sont de l'ordre de 1 000 à 1 000 000 hectares et conviennent à l'établissement de cartes à l'échelle de 1:1 million.

Les polygones des PPC constituent en outre l'unité de base du Cadre écologique national pour le Canada, un cadre national hiérarchique et spatialement homogène à l'intérieur duquel on peut décrire les écosystèmes à divers degrés de généralisation, les surveiller et en faire rapport (Marshall et Schut, 1999). Les 12 353 polygones des PPC s'inscrivent dans le degré de généralisation suivant (1 027 écodistricts), lesquels sont ensuite regroupés en 194 écorégions et 15 écozones.

Pour estimer la superficie des terres forestières converties à d'autres affectations, des unités analytiques ont été élaborées d'après les taux et les caractéristiques de déboisement prévus et les frontières administratives. La méthode d'échantillonnage retenue pour surveiller la conversion des forêts impose certaines restrictions aux unités analytiques : elles doivent être (i) aussi uniformes que possible en ce qui a trait aux schémas de conversion des forêts et (ii) assez vastes pour qu'on puisse y prélever des échantillons de taille acceptable, compte tenu du taux de prélèvement prédéterminé.

Dans le cadre de l'inventaire des GES, le secteur ATCATF produit des rapports dans 18 zones de déclaration (chapitre 7, figure 7-1). Ces zones de déclaration correspondent essentiellement aux écozones du Cadre écologique national pour le Canada, à trois exceptions près : les écozones du Bouclier boréal et du Bouclier de la taïga sont découpées en parties est et ouest pour former quatre zones de déclaration, tandis que l'écozone des Prairies est divisée en une zone semi-aride et une autre subhumide. Ces subdivisions ne modifient aucunement la nature hiérarchique du cadre spatial. Le Tableau A3-30 indique les superficies de terre et d'eau de chaque zone de déclaration, ainsi que la superficie estimée des forêts gérées et des terres cultivées pour l'année d'inventaire 2007. Les méthodes qui ont servi à la collecte de ces données et la provenance des données sont décrites dans McGovern (2008).

Tableau A3-30 : Estimations de la superficie des terres, des plans d'eau, des forêts aménagées et des terres agricoles en 2007.

Nom et numéro de la zone de déclaration		Superficie totale (ha)	Superficie totale des terres (ha)	Superficie totale d'eau douce (ha)	Forêts aménagées (ha)	Superficie des terres agricoles (ha)
1	Cordillère arctique	24 277 684	23 991 749	285 935		
2	Haut-Arctique	151 022 874	142 416 424	86 06 450		
3	Bas-Arctique	84 636 177	74 608 974	10 027 203		
4	Bouclier de la taïga-est	74 834 455	65 668 565	9 165 890	1 102 863	
5	Bouclier boréal-est	111 056 710	99 129 131	11 927 579	55 637 899	638 607
6	Maritime de l'Atlantique	20 938 606	19 736 815	1 201 791	15 479 673	1 038 780
7	Plaines à forêts mixtes	16 780 897	11 014 617	5 766 280	2 719 168	5 274 596
8	Plaines hudsoniennes	37 371 084	36 393 778	977 306	302 260	
9	Bouclier boréal-ouest	83 951 074	71 111 613	12 839 461	28 767 660	181 067
10	Plaines boréales	73 611 950	67 185 834	6 426 116	36 160 397	10 370 989
11	Prairies subhumides	22 341 203	21 598 791	742 412	1 819 950	16 155 289
12	Prairies semi-arides	23 966 465	23 493 794	472 671	16 057	12 756 781

Nom et numéro de la zone de déclaration		Superficie totale (ha)	Superficie totale des terres (ha)	Superficie totale d'eau douce (ha)	Forêts aménagées (ha)	Superficie des terres agricoles (ha)
13	Plaines de la taïga	65 803 607	58 218 579	7 585 028	20 042 865	2 308
14	Cordillère montagnarde	48 470 844	47 226 428	1 244 416	35 434 734	1 180 030
15	Maritime du Pacifique	20 809 934	20 487 877	322 057	13 222 600	110 599
16	Cordillère boréale	46 785 399	45 841 568	943 831	16 617 982	300
17	Cordillère de la taïga	26 530 375	26 373 796	156 579	412 084	
18	Bouclier de la taïga-ouest	63 167 721	52 178 220	10 989 501	1 829 546	

Il est impossible d'harmoniser les données sur les activités provenant de sources différentes au niveau des unités analytiques, étant donné que les unités utilisées dans différentes catégories de terres se recoupent souvent et qu'on ignore l'emplacement exact des phénomènes, des peuplements forestiers ou des activités au sein d'une unité. Le rapprochement spatial se fait dans 60 unités de rapprochement, qui sont issues de l'intersection spatiale des zones de déclaration et des limites des provinces et des territoires. Les procédures de CQ et d'AQ sont menées au niveau des unités analytiques (durant l'établissement des estimations) et des unités de rapprochement (à l'étape de la compilation des estimations).

A.3.4.2 Terres forestières et changement d'affectation des terres d'ordre forestier

A3.4.2.1 Modélisation du carbone

Pour estimer les fluctuations des stocks de carbone, l'émission et l'absorption de carbone par les forêts aménagées, la conversion des terres forestières à d'autres affectations et la conversion d'autres terres en forêts, on a eu recours à la version 3 du Modèle du bilan du carbone pour le secteur forestier canadien [MBC-SFC3] (Kurz *et al.*, 2009), le plus récent d'une famille de modèles dont le développement remonte à la fin des années 1980 (Kurz *et al.*, 1992). Ce modèle intègre les renseignements tirés de l'inventaire des forêts (âge, superficie et composition taxinomique), des banques de données sur les courbes du volume marchand en fonction de l'âge, des équations de conversion du volume marchand des peuplements en biomasse totale, des données sur les perturbations naturelles et anthropiques, ainsi que des simulations des transferts de carbone entre réservoirs et des échanges atmosphériques associés aux processus des écosystèmes et à divers phénomènes.

Les processus de l'écosystème modélisés par le MBC-SFC3 pour établir les estimations présentées ici sont la croissance, le dépôt de la litière, la mortalité naturelle des arbres et la décomposition. Parmi les phénomènes figurent les activités de gestion, la conversion des forêts et les perturbations naturelles. Les activités de gestion représentées sont l'éclaircie commerciale (depuis 2000), la coupe à blanc, la coupe partielle, la coupe de récupération⁶³ et le brûlage des résidus de récolte lors de la préparation des sites. Le modèle simule en outre différentes pratiques de conversion des forêts, y compris le brûlage dirigé.

⁶³ La coupe de récupération consiste à récolter le bois marchand après une perturbation naturelle. On distingue autant que possible la coupe de récupération des activités de récolte conventionnelles, de façon à éviter de surdéclarer la superficie totale touchée par les perturbations naturelles et anthropiques combinées.

Les réservoirs de carbone représentés dans le MBC-SFC3 peuvent être appariés aux réservoirs de carbone forestiers du GIEC (Tableau A3-31). Les réservoirs de la biomasse vivante sont ensuite subdivisés en deux ensembles, pour les essences feuillues et les essences résineuses.

Tableau A3-31 : Réservoirs de carbone forestier selon le GIEC et le MBC-SFC3

Réservoirs de carbone du GIEC		Noms des réservoirs selon le MBC-SFC3
Biomasse vivante	Biomasse aérienne	Bois de tige marchand Autres (bois de tige marchand secondaire, cimes, branchages, souches, arbres invendables) Feuillage
	Biomasse souterraine	Radicelles Racines grossières
Matière organique morte (MOM)	Bois mort	Bois mort aérien rapide Bois mort souterrain rapide Moyen Chicot de tiges de résineux Chicot de branches de résineux Chicot de tiges de feuillu Chicot de branches de feuillu
	Litière	Litière aérienne très rapide Litière aérienne lente
Sols	Matière organique du sol	Souterrain très rapide ¹ Souterrain lent Carbone noir ² Tourbe ²

Notes :

1. Le réservoir " souterrain très rapide " comprend les radicules mortes et en décomposition, qui, dans la pratique, sont inséparables du sol.
2. Actuellement, le carbone noir et la tourbe ne sont pas représentés.

Les transferts de carbone entre réservoirs tels qu'ils sont illustrés à la Figure A3-4 sont simulés comme deux procédés distincts : les procédés annuels et les réactions aux perturbations.

Les processus écosystémiques annuels englobent la croissance, le dépôt de la litière, la mortalité et la décomposition; ils sont simulés sous formes de transferts de carbone qui ont lieu à chaque pas de temps (annuel), dans chaque relevé d'inventaire. Pendant les processus annuels, le carbone est capté dans le réservoir de biomasse et une partie de cette biomasse est transférée à des réservoirs de matière organique morte (MOM). La décomposition de cette MOM entraîne le transfert du carbone qu'elle contient à un autre réservoir de MOM (p. ex., chicots de tiges et bois mort moyen), à un réservoir de sol lent ou à l'atmosphère. On trouvera d'autres précisions sur la structure des réservoirs et les taux de décomposition dans Kurz *et al.* (2009). On définit les rythmes de transfert du carbone pour chaque bassin, en fonction des taux de renouvellement propres au réservoir (pour les réservoirs de biomasse) ou des taux de décomposition (réservoirs de matière organique morte). Les taux de renouvellement peuvent être très élevés (par exemple 95 % pour le feuillage des feuillus) ou très lents (par exemple <1 % pour le bois de tige). Les taux de décomposition annuels sont définis en fonction d'une température annuelle moyenne de référence de 10 °C; ils varient entre 50 % (pour les réservoirs de MOM très rapides, comme les radicules mortes) et 0,0032 % (pour les réservoirs de sol lents).

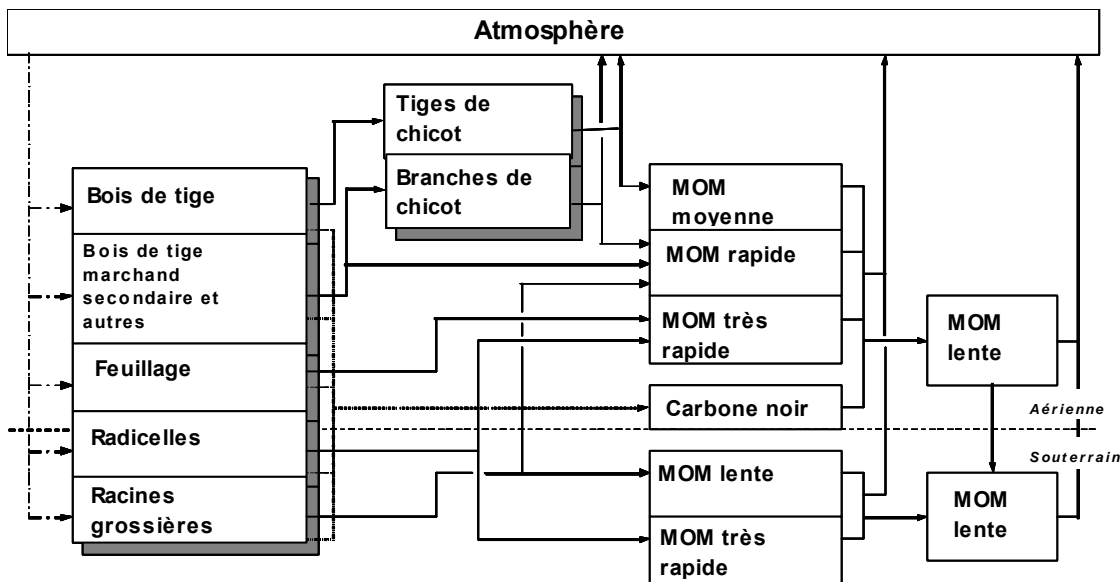


Figure A3-4: Réservoirs de carbone et transferts de carbone simulés au moyen du MBC-SFC3. Le carbone noir n'est pas compris dans l'estimation.

La simulation considère la croissance comme un processus annuel. Chaque relevé de l'inventaire forestier utilisé dans chacune des 542 unités analytiques est associé à une courbe de rendement qui définit la dynamique du volume marchand dans le temps. L'affectation d'un relevé de l'inventaire à la courbe appropriée repose sur un ensemble de facteurs de classification qui englobe la province, la strate écologique, les essences dominantes, la classe de productivité et plusieurs autres éléments de classification qui diffèrent entre les provinces et les territoires. Les ensembles de courbes pour chaque province et territoire du Canada sont extraits de parcelles d'échantillonnage permanentes ou provisoires ou d'autres données des inventaires forestiers.

Pour convertir les courbes de volume marchand en courbes de biomasse aérienne, on utilise une série d'équations conçues pour l'Inventaire forestier national du Canada (Boudewyn *et al.*, 2007). Élaborées pour chaque province ou territoire, chaque écozone, chaque essence dominante ou type de forêt, ces équations estiment la biomasse aérienne de chaque élément de peuplement à partir du volume du bois de tige marchand (par hectare). Enfin, les réservoirs de biomasse souterraine sont estimés au moyen d'équations de régression (Li *et al.*, 2003). On ne se sert pas des accroissements annuels moyens dans les estimations.

Les perturbations déclenchent différentes combinaisons de transferts de carbone, selon le type et la gravité de la perturbation, l'écosystème forestier touché et la région écologique. Pour les besoins de la modélisation, les diverses pratiques de conversion des forêts sont également représentées comme des perturbations. L'impact d'une perturbation est défini dans une matrice des perturbations, qui précise pour un ou plusieurs types de perturbation la proportion de chaque réservoir de l'écosystème qui est transférée vers d'autres réservoirs, rejetée dans l'atmosphère (dans divers GES) ou transférée dans les PLR. La Figure A3-5 illustre une de ces matrices, qui simule la conversion des forêts dans la cordillère montagnarde, au cours de laquelle le bois est récolté et les résidus (rémanents) sont brûlés. Dans la déclaration de 2009, l'impact des incendies de forêts et des infestations d'insectes a été simulé pour 1 et 15 types de perturbation différents, respectivement. Les activités d'aménagement sont simulées pour 8 types de perturbation et les pratiques de changement d'affectation des terres pour 29 types. Si on prend en compte le

rajustement des valeurs des paramètres pour les écozones, la simulation de l'impact des perturbations utilise au total 294 matrices de perturbations. Le nombre de matrices des perturbations dépend de l'existence de données sur les activités (par exemple la résolution spatiotemporelle des sources des données utilisées pour illustrer les perturbations) et des connaissances nécessaires pour paramétrer les matrices des perturbations.

La proportion de CO₂-C émise par chaque réservoir, documentée dans chacune des matrices de perturbation, peut être propre au réservoir, au type de forêts, à l'intensité de la perturbation, ou encore à la zone écologique; c'est pourquoi aucun facteur d'émission de CO₂ ne s'applique à tous les incendies. À quelques exceptions près, la proportion de carbone total émis dans chaque GES qui renferme du carbone (CO₂, CO et CH₄) demeure constante : 90 % du carbone est émis sous forme de CO₂, 9 % sous forme de CO et 1 % sous forme de CH₄ (Cofer *et al.*, 1998; Kasischke et Bruhwiler, 2003).

	13	14	15	16	17	18	19	24	25	produits
1.Bois de résineux marchand					0,15					0,85
2.Feuillage de résineux	1									
3.Autres composantes de résineux				1						
4.Bois de résineux marchand secondaire				1						
5.Racines grossières de résineux			0,5	0,5						
6.Radicelles de résineux	0,5	0,5								
7.Bois de feuillu marchand					0,15					0,85
8.Feuillage de feuillu	1									
9.Autres composantes de feuillu			1							
10.Bois de feuillu marchand secondaire			1							
11.Racines grossières de feuillu			0,5	0,5						
12.Radicelles de feuillu	0,5	0,5								
13.C de MOM aérienne très rapide	1									
14.C de MOM souterraine très rapide		1								
15.C de MOM aérienne rapide			1							
16.C de MOM souterraine rapide				1						
17.C de MOM moyenne					1					
18.Bassin de C MOM aérienne lente						1				
19.C de MOM souterraine lente							1			
20.Chicot de tiges de résineux					0,5					0,5
21.Chicot de branches de résineux			1							
22.Chicot de tiges de feuillu					0,5					0,5
23.Chicot de branches de feuillu			1							
24. Carbone noir								1		
25. Tourbe									1	

Figure A3-5: Matrice des perturbations simulant les transferts de carbone associés à la coupe à blanc dans la zone de déclaration 14 (cordillère montagnarde)

Bien que le MBC-SFC3 permette de modéliser les flux de carbone à différentes échelles spatiales, il a fallu harmoniser, intégrer et ingérer d'énormes quantités de données provenant de nombreuses sources pour arriver à produire des estimations nationales. La section suivante présente les principales sources de données utilisées.

A3.4.2.2 Sources

Terres forestières aménagées

Les gouvernements provinciaux et territoriaux du Canada, dont le champ de compétence englobe la gestion des ressources naturelles, ont fourni des données essentielles, notamment des données détaillées sur les inventaires forestiers et, lorsqu'elles étaient disponibles, des précisions sur les activités et les méthodes d'aménagement des forêts, les perturbations et leur prévention ou leur maîtrise, des tableaux de rendement régionaux (courbe de volume/âge) pour les essences dominantes et les indices de qualité de station de même qu'une expertise régionale (Tableau A3-32). On a utilisé les données de l'Inventaire forestier du Canada (IFC, 2001) pour le Labrador, la Nouvelle-Écosse, le Nouveau-Brunswick, le Manitoba, la Saskatchewan, l'Alberta, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. Les provinces de l'Île-du-Prince-Édouard, de Terre-Neuve-et-Labrador, de la Nouvelle-Écosse, du Québec, de l'Ontario et de la Colombie-Britannique ont fourni des données d'inventaire plus récentes et à plus haute résolution. Il a fallu déployer des efforts considérables pour harmoniser, formater et présenter les données détaillées d'inventaire sous forme de données d'entrée pour le MBC-SFC3. Une série de « documents méthodologiques » décrivent le processus de compilation pour chaque inventaire forestier provincial ou territorial. Comme les données des inventaires forestiers n'ont pas toutes été recueillies la même année, il a fallu ajouter des étapes pour synchroniser les données d'inventaire de l'année 1990 (Stinson *et al.*, 2006a).

Tableau A3-32 : Principales sources d'informations et de données sur les forêts aménagées

Description	Source	Résolution spatiale	Couverture temporelle	Référence
Données sur les incendies	Système canadien d'information sur les feux de végétation	Spatialement explicite	2004–2007	Expert http://cwffis.cfs.nrcan.gc.ca/
	Base de données sur les gros incendies au Canada	À référence spatiale	1959–2003	http://fire.cfs.nrcan.gc.ca/research/climate_change/lfdb_f.htm
Inventaires forestiers	Inventaire forestier canadien	Maille de l'IFC	1949–2004	http://nfi.cfs.nrcan.gc.ca/canfi/index_f.html
	Alberta	Unités analytiques	ND	Courbes de rendement des experts provinciaux
	Colombie-Britannique	Unités analytiques	2000	Expert provincial
	Terre-Neuve	Unités analytiques	2000	Expert provincial
	Nouvelle-Écosse	Unités analytiques	2000	Expert provincial
	Ontario	Unités analytiques	2000	Expert provincial
	Île-du-Prince-Édouard	Unités analytiques	2000	Expert provincial
	Québec	Unités analytiques	2000	Expert provincial
Données sur la récolte	Base nationale de données sur les forêts	Limites provinciales	1990–2004	http://nfdp.ccfm.org/
	Alberta	Unités analytiques	2003–2005	Expert provincial
	Colombie-Britannique	Unités analytiques	2003–2005	Expert provincial
	Terre-Neuve	Unités analytiques	1990–2005	Expert provincial
	Manitoba	Unités analytiques	2003–2005	Expert provincial
	Nouveau-Brunswick	Unités analytiques	2003–2005	Expert provincial
	Territoires du Nord-Ouest	Unités analytiques	2003–2005	Expert territorial
	Nouvelle-Écosse	Unités analytiques	2003–2005	Expert provincial
	Ontario	Unités analytiques	2000–2005	Expert provincial
	Île-du-Prince-Édouard	Unités analytiques	2000–2005	Expert provincial
	Québec	Unités analytiques	1990–2005	Expert provincial
	Saskatchewan	Unités analytiques	2003–2005	Expert provincial
	Yukon	Unités analytiques	2003–2005	Expert territorial
Données sur les insectes	Relevé des insectes et des maladies des arbres	Spatialement explicite	1990–2000	Centre de foresterie de l'Atlantique
	Système d'aide à la prise de décisions sur la tordeuse des bourgeons de l'épinette	Unités de rapprochement	1970–2003	Expert
	Colombie-Britannique	Spatialement explicite	1990–2005	Expert provincial
	Saskatchewan	Spatialement explicite	1990–2002	Expert provincial
Données climatiques	SCF	Unités de rapprochement	Normales de 1961-1990	McKenney (2005)

Note : ND = Non disponible

Conceptuellement, on classe les forêts dans la catégorie des « forêts aménagées » ou celle des « forêts non aménagées », d'après la fréquence des activités de gestion visant la récolte de bois d'œuvre ou d'autres produits du bois et le degré de protection contre les perturbations (Figure

A3-6). Pour estimer la superficie de forêts aménagées, il a fallu procéder à la délimitation spatiale et à la combinaison des limites de plusieurs zones d'aménagement forestier, y compris toutes les unités d'aménagement forestier exploitées, les zones d'approvisionnement en bois d'œuvre, les concessions de fermes forestières, les terres boisées industrielles en franche tenure, les terres boisées privées et toutes les autres forêts faisant l'objet d'un aménagement actif des ressources en bois d'œuvre et autres, de même que les zones forestières faisant l'objet de mesures de protection intensive contre les perturbations naturelles. Toutes ces couches sont regroupées et recoupées avec les données d'inventaire forestier sous-jacentes. Les procédures sont documentées dans Stinson *et al.* (2006b). La Figure A3-7 illustre l'emplacement des forêts aménagées et non aménagées du Canada, aux fins de l'estimation et de la déclaration des GES. En 2007, la superficie totale de forêts aménagées était de 229 566 kha, dont 68 % se trouvent dans les quatre zones de déclaration suivantes : secteur Bouclier boréal-est, cordillère montagnarde, plaines boréales et secteur Bouclier boréal-ouest (Tableau A3-30).

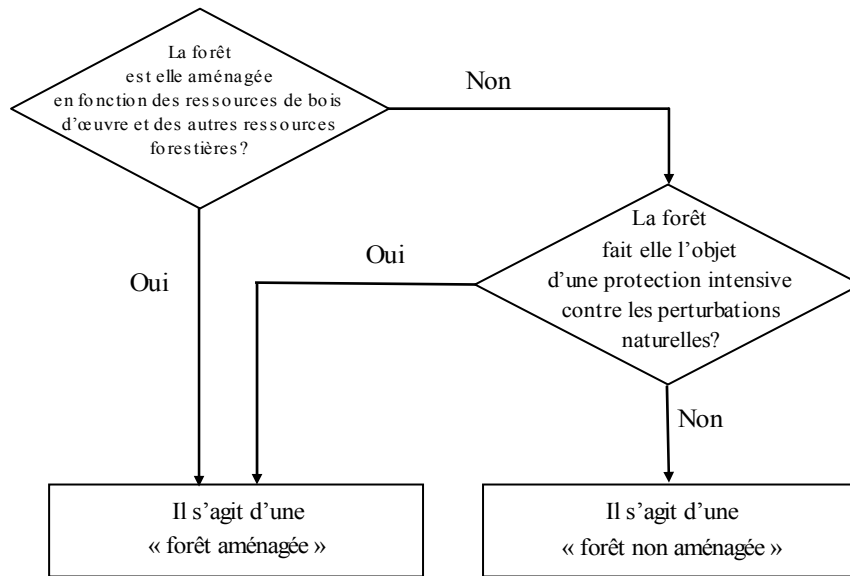


Figure A3-6 : Arbre décisionnel pour le calcul de la superficie des forêts aménagées.

Les activités d'aménagement forestier sont illustrées dans la Base de données nationales sur les forêts⁶⁴; d'autres renseignements sur des activités bien précises ont été obtenus directement auprès des organismes provinciaux et territoriaux responsables de l'aménagement des forêts.

Les données historiques sur les secteurs perturbés par des feux de végétation sont extraites de la Base de données canadiennes sur les gros incendies. Elles sont complétées par les données provinciales et territoriales pour les années 1990 à 2003 et par le Système canadien d'information sur les feux de végétation pour les années 2004 et 2007 (

⁶⁴ Base de données nationale sur les forêts, disponible sur Internet à l'adresse : http://nfdp.ccfm.org/about_us_f.php

Tableau A3-32).

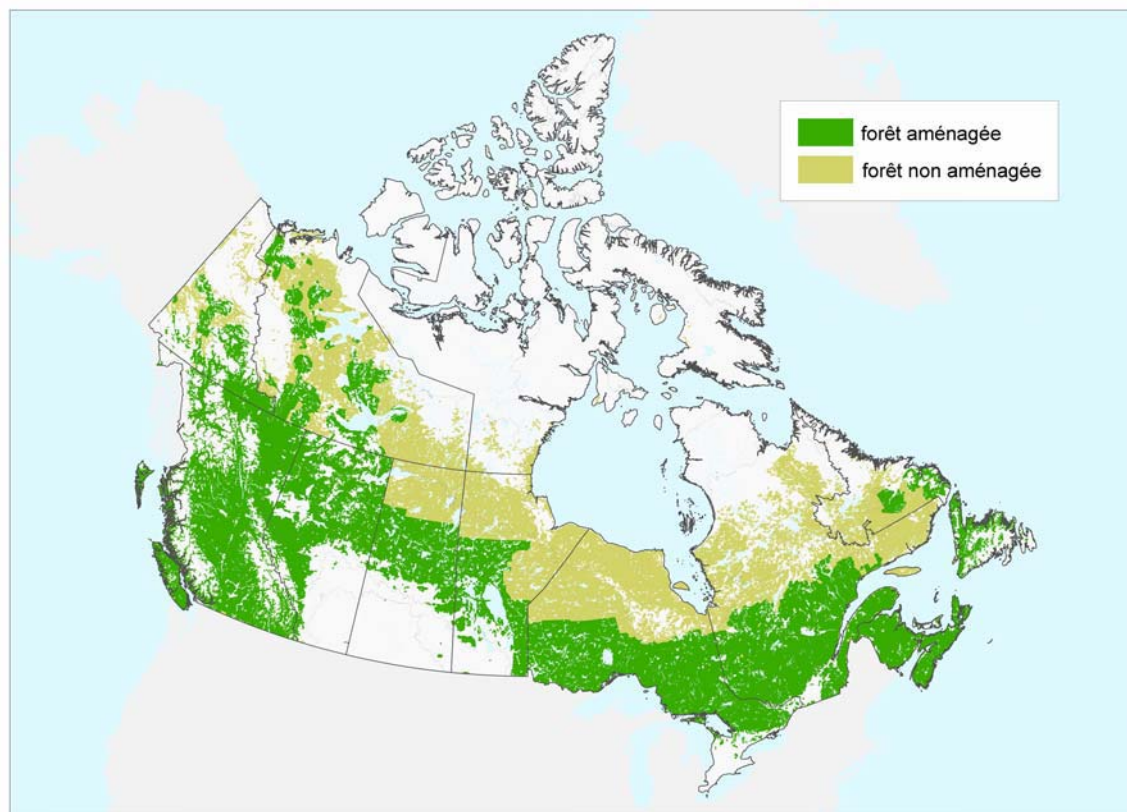


Figure A3-7: Forêts aménagées et non aménagées du Canada

Les perturbations causées par les insectes font l'objet d'une surveillance par relevé aérien (Tableau A3-32). Les superficies annuelles brutes sont converties en superficies d'impact effectif, qui représentent la superficie perturbée à l'exception des secteurs boisés non touchés (secteurs non arborés ou secteurs arborés ne contenant pas d'essences hôtes). On attribue des superficies d'impact effectif à chaque unité d'analyse puis, suivant l'espèce d'insecte, on ventile davantage ces superficies en trois ou quatre niveaux de gravité d'impact, lesquels diffèrent quant au taux de mortalité et de réduction de la croissance (Kurz *et al.*, 2009).

Conversion des forêts

Pour tenir compte des effets résiduels durables de la conversion des forêts, on a estimé les taux de conversion à compter de 1970. La démarche adoptée pour estimer les superficies forestières converties en d'autres utilisations – ou « zones déboisées » – repose sur trois grandes sources de renseignements : l'échantillonnage systématique ou représentatif des images de télédétection, les registres de données et le jugement d'experts. Les méthodes de base ayant été mises à l'essai dans le cadre de plusieurs projets pilotes (SCF, 2006a), la méthodologie est maintenant bien établie partout au Canada.

La méthode de base consiste à cartographier le déboisement par télédétection sur des échantillons d'images du Landsat datant de 1975, 1990 et 2000. En faisant ressortir les changements survenus

entre deux dates d'images, on met en évidence les secteurs où le couvert forestier a subi des changements, ce qui permet de déceler les éventuels phénomènes de déboisement (les phénomènes candidats). Ensuite, on interprète ces « images de changement » pour déterminer si la couverture terrestre du phénomène candidat était à l'origine une forêt (au moment 1) et si on observe un changement de couverture terrestre ou un changement d'affectation des terres au moment 2 (Leckie *et al.*, 2002; Paradine *et al.*, 2004). Cette procédure d'interprétation du déboisement est fortement étayée par d'autres données de télédétection, notamment des photographies aériennes numérisées; des images Landsat hivernales de manteau neigeux et de défoliation; des images Landsat secondaires provenant d'autres dates et années; des données auxiliaires, comme les cartes situant les routes, les établissements, les terres humides, la couverture boisée et l'emplacement des mines et des gravières; et enfin des bases de données spécialisées qui indiquent l'emplacement des oléoducs et des gazoducs ainsi que des plates-formes d'exploitation (Leckie *et al.*, 2006). Lorsqu'elles sont facilement accessibles, on utilise également les données détaillées des inventaires forestiers.

Chaque phénomène de déboisement identifié dans les images comme étant supérieur à un hectare a été délimité à la main. On a interprété le grand type de forêt avant le déboisement⁶⁵ et consigné l'affectation des terres après le déboisement (« postclasse »). Les intervalles de confiance relatifs à l'affectation des terres au moment 1 et au moment 2 sont utilisés dans les procédures subséquentes de CQ et de validation sur le terrain.

Loin de se limiter aux forêts aménagées, la surveillance du déboisement vise toutes les terres forestières du Canada. L'ensemble des zones boisées du Canada ont été stratifiées en régions selon le niveau prévu de conversion des forêts et la cause dominante, ce qui a déterminé l'intensité d'échantillonnage cible. Selon le profil spatial escompté et les taux des phénomènes de conversion des forêts, les méthodes d'échantillonnage ont varié d'une cartographie détaillée à un échantillonnage systématique sur toute l'unité d'analyse d'intérêt à la sélection représentative de cellules d'échantillonnage dans une maille systématique. Par exemple, dans les zones peuplées du sud du Québec et à la limite des prairies, on a atteint en général un taux d'échantillonnage de 12,3 %, avec des mailles de 3,5 × 3,5 km sur une grille systématique de 10 km (Figure A3-9). En pratique, les contraintes de ressources limitent la taille de l'échantillon de télédétection qui a servi à estimer le déboisement. Les superficies totales, qu'elles fassent l'objet d'une cartographie détaillée ou d'un échantillonnage, couvrent environ 326 millions d'hectares, dont plus de 16 millions d'hectares cartographiés pour 1975–1990 et 43 millions d'hectares cartographiés pour 1990–2000 (Figure A3-8). De nouvelles images postérieures à 2000 sont en cours d'interprétation; les résultats seront incorporés à la série chronologique dans les prochains rapports.

⁶⁵ . Voir les paramètres de définition de « forêt » au chapitre 7.

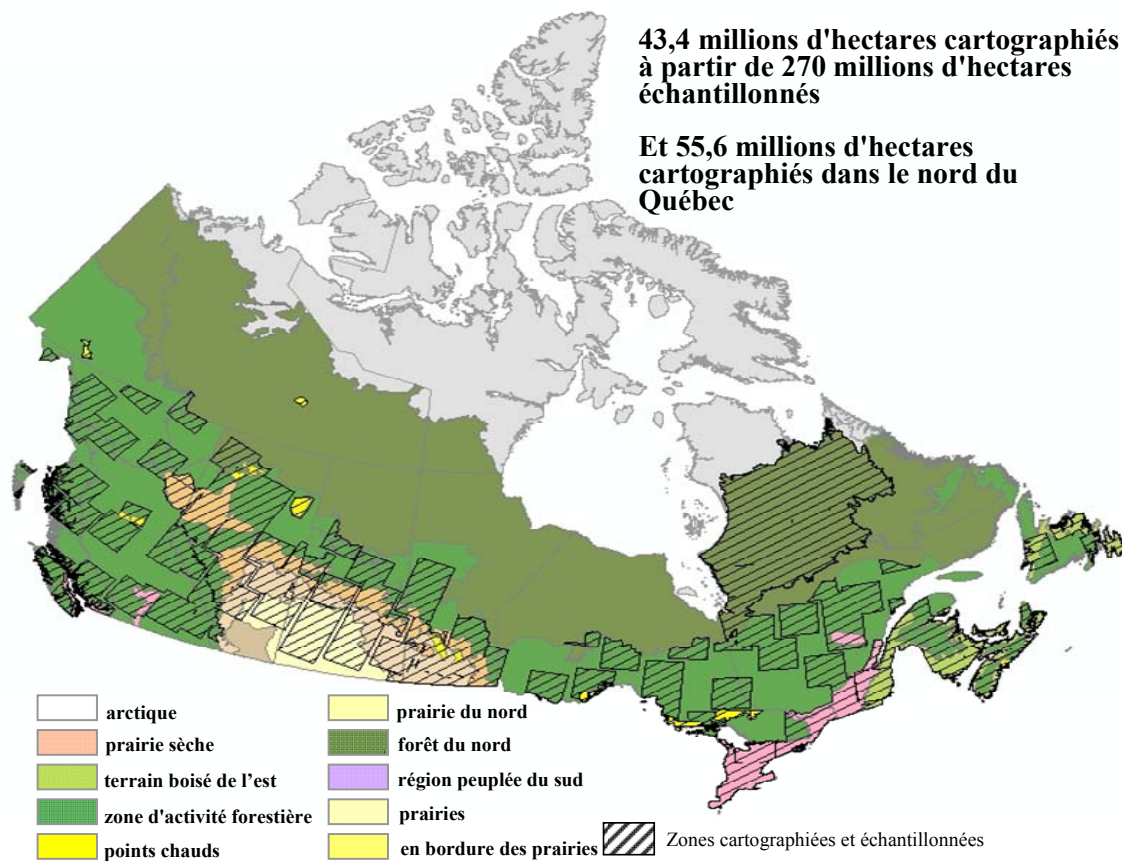


Figure A3-8: Unités d'analyse du déboisement et secteurs d'échantillonnage pour le rapport de 2009

Les zones boisées du Canada sont grossièrement stratifiées en régions selon le niveau prévu de conversion des forêts et la cause dominante, qui déterminent l'intensité d'échantillonnage cible. Selon le profil spatial escompté et les taux des phénomènes de conversion des forêts, les méthodes d'échantillonnage ont varié d'une cartographie détaillée à un échantillonnage systématique sur toute l'unité spatiale d'intérêt à la sélection représentative de cellules d'échantillonnage dans une maille systématique. Par exemple, dans les zones peuplées du sud du Québec et à la limite des prairies, on a atteint en général un taux d'échantillonnage de 12,3 %, avec des mailles de $3,5 \times 3,5$ km sur une grille systématique de 10 km (Figure A3-9). En pratique, les contraintes de ressources limitent la taille de l'échantillon de télédétection qui a servi à estimer le déboisement. Les superficies totales, qu'elles fassent l'objet d'une cartographie détaillée ou d'un échantillonnage, couvrent environ 320 millions d'hectares, dont plus de 16 millions d'hectares cartographiés pour 1975–1990 et 43 millions d'hectares cartographiés pour 1990–2000.

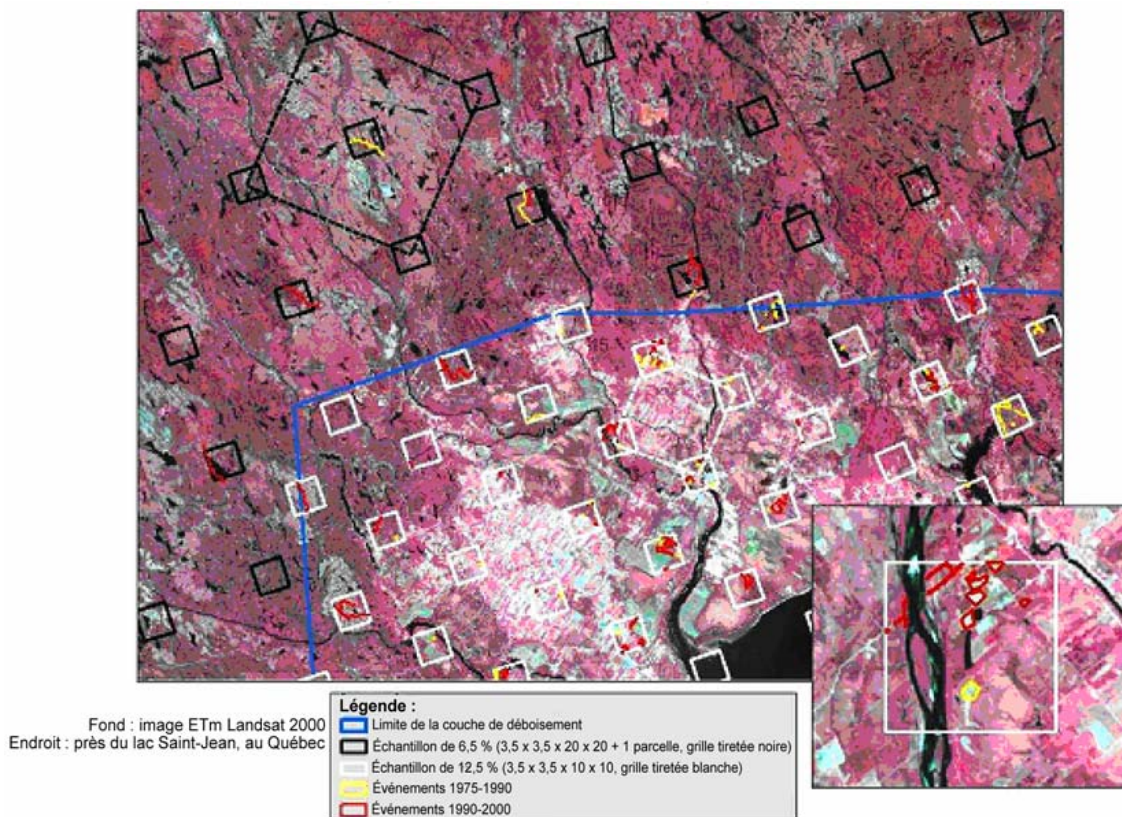


Figure A3-9: Grilles d'échantillonnage sur des images de cartes de conversion des forêts et de phénomènes délimités de conversion des forêts

Des échantillons représentatifs sont utilisés dans les secteurs où le déboisement prévu est modéré (par exemple les boisés de l'est dans les Maritimes; les Cantons de l'Est au Québec; la vallée du Bas-Fraser en Colombie-Britannique; la zone agricole du sud des Prairies). La strate d'activité forestière est une vaste région du Canada à faible densité de population, dont les principales activités économiques sont la foresterie et l'extraction d'autres ressources naturelles. À nouveau, on utilise une méthode d'échantillonnage représentatif, étoffée par d'autres échantillons (provenant p. ex. d'études pilotes) au Québec, en Ontario et en Colombie-Britannique. On définit en outre les cas spéciaux connus et localisés d'activités de déboisement d'envergure, comme les réservoirs hydroélectriques et l'exploitation des sables bitumineux de l'Alberta. Ces cas sont traités comme des phénomènes isolés, au moyen d'une cartographie spatialement détaillée⁶⁶. Pour estimer l'étendue des forêts touchées par la submersion des terres, on multiplie la superficie de terres submergées par la proportion de couverture forestière dans la région entourant le réservoir, déterminée d'après une carte du couvert forestier fondée sur la classification des images Landsat (Wulder *et al.*, 2004).

On a rassemblé les registres existants, lesquels renferment surtout des données sur les chemins forestiers, les lignes de transport d'électricité, les infrastructures pétrolières et gazières et les

⁶⁶ Dans le cas des réservoirs hydroélectriques, certains registres servent à déterminer la superficie submergée.

réservoirs hydroélectriques (Leckie *et al.*, 2006). Pour déterminer les sources de données (registres ou images) les plus pertinentes, on se base sur la couverture temporelle, la disponibilité et la pertinence des registres. On utilise les registres de six provinces pour les chemins forestiers et les registres de trois provinces pour les lignes de transport d'électricité. L'évaluation de la conversion des forêts en Alberta⁶⁷ attribuable aux pipelines de l'industrie pétrolière et gazière repose sur une base de données SIG commerciale de pipelines et de plates-formes d'exploitation et sur une base de données distincte portant sur la largeur des couloirs des pipelines. Environ 95 % des emprises de pipelines font moins de 20 mètres de large, la plupart ayant une largeur de 14 à 16 mètres et les autres, de 20 mètres ou légèrement plus. Dans la plupart des cas, les registres indiquent uniquement la superficie totale de terres converties en couloirs à pipeline, peu importe la catégorie des terres avant la conversion. Pour établir des estimations uniformes, toutes les emprises des pipelines se voient attribuer une largeur de 20 mètres; 5 % de la superficie ainsi obtenue est déclarée comme secteur potentiel de conversion des forêts. Lorsqu'on ignore l'affectation des terres avant la conversion, on se sert des registres de l'Inventaire forestier national du Canada (IFC, 1991) pour déterminer la superficie de terres converties en couloirs à pipeline qui étaient auparavant boisées.

Lorsque les données des registres ne sont pas disponibles ou de piètre qualité, ou que l'échantillon de télédétection est insuffisant, on sollicite l'avis d'experts. On fait également appel au jugement d'experts pour rapprocher les différences entre les registres et les données de télédétection et résoudre les grands écarts entre l'estimation de la superficie réalisée en 1975-1990 et en 1990-2000. Dans ces cas, on regroupe les avis d'experts et les sources de données, on examine les données de télédétection et les données des registres et on prend les décisions requises (SCF, 2006b). La plupart des estimations, en tout cas celles provenant des catégories de changement d'affectation des terres qui ont eu les incidences les plus marquées, proviennent directement des échantillons de télédétection

Les données sur le déboisement sont recueillies et résumées en fonction des unités d'analyse de déboisement et des unités de rapprochement. On rassemble tous les phénomènes de déboisement dans une vaste base de données sur le déboisement. Par un système de compilation, on résume les phénomènes pour chaque unité de déboisement et on regroupe les taux de déboisement en fonction des unités de rapprochement. Cette compilation fait également appel à l'insertion de données des registres et au jugement d'experts. Pendant cette procédure, on compile tous les phénomènes de déboisement pour générer un taux de déboisement local (ha/an) d'après le temps qui s'est écoulé entre les images. Comme les images disponibles ne sont pas forcément datées de 1975, 1990 ou 2000, les taux de déboisement couvrent différentes périodes. Au moment de compiler les données, on associe chaque phénomène de conversion des forêts à l'une des deux périodes de temps (1975-1990 ou 1990-2000) et on attribue le taux de déboisement correspondant à cette période. Par exemple, un phénomène de 7,0 hectares observé sur les images datant de la période 1975-1989 génère un taux de 0,5 ha/an (7,0 ha/14 ans), qu'on attribue ensuite à la période 1975-1990. La superficie totale interprétée dans une unité d'analyse pour cette période sert ensuite à calculer un taux de déboisement relatif ((ha/an)/km² interprété) pour tous les phénomènes du même type. Il s'agit ensuite de mettre les taux de déboisement relatifs à l'échelle de chaque unité d'analyse. Enfin, les données sont regroupées selon la post-classe (p. ex. le taux de changement pour les cultures agricoles ou les secteurs résidentiels ruraux), puis résumées selon des catégories plus vastes au moment de la recompilation par unité de rapprochement.

⁶⁷ En Colombie-Britannique et en Saskatchewan, où l'exploitation pétrolière et gazière occupe aussi une grande place, étant donné la piètre qualité des registres, on a utilisé la méthode de télédétection de base.

Les données de télédétection proviennent des images datant d'environ 1975, 1990 et 2000, tandis que les données des registres sont des données annuelles ou des données résumées sur plusieurs périodes. Comme nous l'avons vu ci-dessus, la méthode de télédétection de base donne deux taux de conversion des forêts distincts, le premier pour 1975-1990 et l'autre pour 1990-2000, mais aucune estimation annuelle de ces taux. Pour déterminer des taux annuels de conversion des forêts pour la période 1970-2007, il a fallu appliquer deux procédures simultanées : 1) extrapoler les taux annuels d'avant 1975 et d'après 2000; 2) interpoler des taux entre les données de 1975-1990 et de 1990-2000. En l'absence de procédures documentées ayant fait leurs preuves, la méthode la plus simple consiste à attribuer le taux de 1975-1990 à chaque année qui s'est écoulée entre 1970 et 1983 et le taux de 1990-2000 à chaque année qui s'est écoulée entre 1995 et 2007 (l'extrapolation). On applique une interpolation linéaire entre les deux points d'ancrage temporels (1983 et 1995), ce qui donne une estimation du taux annuel de déboisement pour chaque année intermédiaire. La procédure est illustrée à la Figure A3-10. Les exceptions notables à cette procédure sont les grands phénomènes individuels comme les réservoirs hydroélectriques, dont on connaît l'année de submersion, et quelques phénomènes fondés sur les registres.

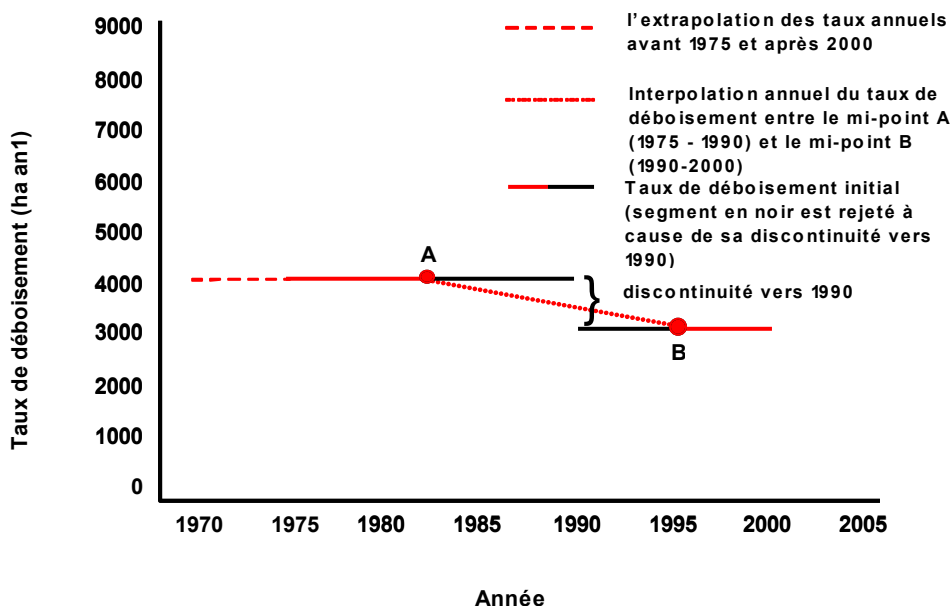


Figure A3-10: Procédure d'établissement d'une série chronologique cohérente des taux de conversion des forêts

La Figure A3-11 illustre les taux annuels de conversion des forêts selon l'affectation finale : forêts converties en terres cultivées (FCTC), forêts converties en zones de peuplement (FZPE), forêts converties en terres humides (FCTH). La conversion de forêts en zones de peuplement comprend les routes forestières, tout le développement d'infrastructures, le développement minier, l'extraction pétrolière et gazière ainsi que les zones urbaines, commerciales, industrielles et récréatives. Signalons que les données illustrées diffèrent de celles que l'on trouve dans les tableaux du CUPR, lesquels cumulent les superficies des catégories « terres converties en ».

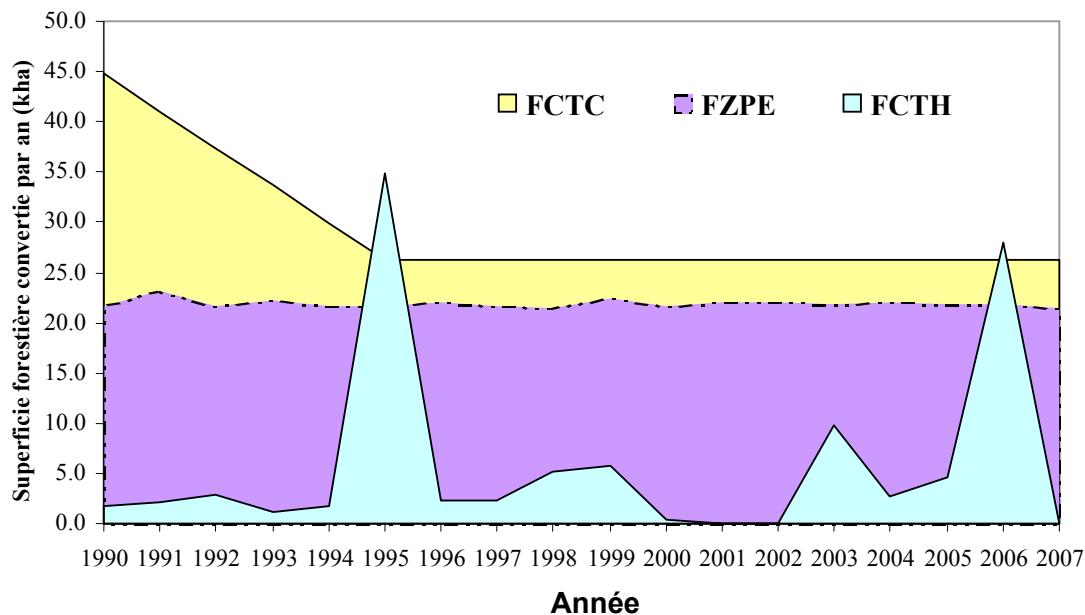


Figure A3-11: Taux annuels de conversion des forêts au Canada

AQ/CQ des données sur la conversion des forêts

On s'est attaché avec soin à comprendre les données des registres, leur pertinence et leurs limites. On a examiné la provenance des données des registres, interrogé les personnes qui ont pris part à la gestion et à la mise en œuvre du système de collecte et de stockage des données et, lorsqu'ils étaient disponibles, on a vérifié les chiffres par rapport à des sources de données indépendantes et aux attentes des experts.

L'interprétation des données de télédétection se fait selon une procédure définie (Paradine *et al.*, 2004), même si elle est réalisée par divers organismes, dont des groupes de foresterie ou de géomatique des gouvernements provinciaux, des entreprises de télédétection ou de cartographie, des organismes de recherche et développement et les experts internes du gouvernement. La procédure de CQ de base comprend : des contrôles de qualité effectués au sein même de l'organisme ou de la société de cartographie par un employé de rang supérieur; l'AQ en temps réel, réalisée durant l'interprétation par des spécialistes du Service canadien des forêts (SCF) qui communiquent leur commentaires dans les jours qui suivent l'interprétation de chaque secteur; et une AQ ou une vérification finale de l'interprétation des données, réalisée par le SCF. On a procédé à des vérifications sur le terrain dans le cadre de projets pilotes établis. Chaque point de CQ et révision a été documenté dans les bases de données SIG sur les phénomènes de déboisement. On a effectué une procédure d'AQ indépendante sur un vaste échantillon d'interprétations.

Les rapports de décision quant aux données utilisées, au jugement d'experts et à la conciliation des données contradictoires ont été documentés (SCF, 2006b) et mis à jour pour le rapport de 2009. La provenance et les limites des données ont été consignées, et les données et les interprétations de télédétection archivées. Les calculs et le jugement des experts sont retraçables grâce au système de compilation.

Degré d'incertitude des données sur la conversion des forêts

Il existe trois grandes sources d'incertitude dans l'estimation de la superficie de forêts converties en d'autres catégories de terres :

1. omission et inclusion erronée de phénomènes de déboisement candidats;
2. erreur d'échantillonnage;
3. erreur de délimitation.

La procédure de cartographie du déboisement comporte trois autres sources d'incertitude qui influent sur les estimations des émissions :

1. type de forêt éliminé;
2. catégorie de terre après la conversion;
3. moment de survenue du phénomène.

Dans cette section, nous analyserons les trois premières sources d'incertitude. Les travaux en cours visant à estimer le degré d'incertitude des émissions porteront sur les trois derniers facteurs. Les résultats complets seront présentés dans les rapports futurs.

Dans l'estimation réalisée à partir des données de télédétection, la quantification des erreurs d'omission (phénomènes de conversion des forêts manquants) et des erreurs d'inclusion erronée (notamment de phénomènes qui ne représentent pas la conversion de forêts) prend en compte toute la procédure de cartographie, y compris l'interprétation des images, le CQ, la validation sur le terrain et les autres activités de vérification. Les principales incertitudes dans les phénomènes de conversion des forêts entre 1975 et 1990 résultent de la faible résolution et de la piètre qualité des images de 1975, ainsi que de l'absence de données auxiliaires. Dans l'ensemble de la série chronologique, les omissions sont généralement de taille réduite, tandis que les erreurs d'inclusion erronée, qui résultent généralement d'une mauvaise interprétation plutôt que d'un oubli, sont moins tributaires de la taille. Les erreurs d'inclusion erronée proviennent soit de la désignation incorrecte d'une forêt (ou d'une terre non forestière) au moment 1, soit d'une erreur de caractérisation d'une forêt (ou d'une terre non forestière) au moment 2 (p. ex. après la récolte). Dans l'ensemble du processus, les erreurs d'inclusion erronée arrivent plus souvent que les erreurs d'omission. Les registres, utilisés surtout pour les chemins et les lignes de transport d'électricité, sont plus susceptibles d'omettre des phénomènes que de les attribuer par erreur. Selon les experts, une marge de $\pm 20\%$ constitue une estimation acceptable et prudente du degré total d'incertitude attribuable aux erreurs d'omission ou d'inclusion erronée.

L'échantillonnage est un mélange de cartographie détaillée des régions, d'échantillons systématiques couvrant des régions entières, d'échantillons prélevés dans des secteurs représentatifs et d'une cartographie complète de secteurs locaux choisis. Dans certains secteurs, la couverture et la conception de l'échantillon diffèrent entre 1975-1990 et 1990-2000. Le degré d'incertitude attribuable à l'échantillonnage est donc variable sur le plan régional et, étant donné que certains types de conversion des forêts dominant plus dans certaines régions qu'ailleurs, le degré d'incertitude par type est lui aussi complexe et variable. On n'a pas estimé les incertitudes d'échantillonnage selon la région ou le type de conversion des forêts, mais plutôt globalement, en faisant appel au jugement d'experts et en tenant compte des différences régionales dans les

activités de conversion des forêts et l'intensité d'échantillonnage. On estime la marge d'erreur d'échantillonnage à ± 25 % pour toute la superficie forestière convertie.

Une erreur de délimitation désigne le déplacement du tracé par rapport à la limite réelle, ce qui se solde par une estimation inexacte de la superficie. La superficie peut être surestimée ou sous-estimée, selon les profils spatiaux du paysage. Faute de preuves quantitatives, on a présumé que les erreurs de délimitation n'entraînaient aucun biais positif ni négatif et qu'une fourchette de ± 20 % représentait le mieux le degré d'incertitude lié à ce type d'erreur.

Le degré d'incertitude global résulte d'une combinaison des erreurs de délimitation des limites, des erreurs d'omission et d'inclusion erronée et des erreurs d'échantillonnage. Les estimations simplifiées du degré d'incertitude établies pour chaque type d'erreur ont été regroupées au moyen d'une simple méthode de propagation d'erreur : $(0,2^2 + 0,2^2 + 0,25^2)^{1/2} = 0,38$.

Ce degré d'incertitude de ± 38 % de l'estimation de la superficie forestière totale convertie chaque année au Canada situe la valeur vraie de cette superficie en 2007 entre 30 kha et 66 kha, avec un intervalle de confiance de 95 %.

En raison de l'inexistence des sources de données et de l'intensité plus faible de l'échantillonnage cartographique du déboisement, on s'attend à un degré d'incertitude plus élevé dans les estimations relatives à la période 1970-1990 que pour celles de la période 1990-2000, et il est possible qu'on ait tendance à surestimer le déboisement de 1970 à 1990. Une telle tendance affecterait la plage d'incertitude pour ces années et les années ultérieures. Il faut donc faire preuve de prudence lorsqu'on applique la fourchette de 38 % à la superficie cumulative de terres forestières converties à une autre catégorie depuis 20 ans (superficies déclarées dans le CUPR). Cette question sera abordée dans l'avenir.

Améliorations prévues à la conversion des forêts

En général, les améliorations se feront par paliers, et auront pour but de réduire le degré d'incertitude et d'améliorer certaines estimations. Les stratégies d'amélioration associent une plus grande couverture de télédétection, la compilation d'un nombre accru de registres, des activités de CQ plus détaillées et des vérifications sur le terrain. On a obtenu et assemblé des images en vue de mettre à jour les estimations pour la période débutant vers 2000. De nouvelles données portant sur la période débutant vers 2008 s'ajouteront aux données cartographiques et de registres dans le prochain rapport d'inventaire.

Terres converties en terres forestières

Les registres de conversion de terres en terres forestières au Canada étaient disponibles pour 1990-2002 grâce à l'initiative d'EFBMPC⁶⁸ (White et Kurz, 2005). Les activités de conversion pour 1970-1989 et 2003-2005 ont été estimées en fonction des taux d'activité observés dans les données de l'EFBMPC. D'autres données provenant du Programme d'évaluation et de démonstration de plantations de Forêt 2020⁶⁹ sont comprises en 2004 et 2005. Chaque phénomène, quels qu'en soient la date, la source, le type ou l'emplacement, a été converti en un relevé d'inventaire pour les besoins de l'analyse du carbone. Tous les phénomènes ont été regroupés en un seul ensemble de données sur les activités de boisement au Canada entre 1970 et

⁶⁸ <http://scf.mcan.gc.ca/soussite/analysepolitique/initiativeetude>

⁶⁹ <http://scf.mcan.gc.ca/soussite/analysepolitique/programmeforet2020/forest2020pda>

2005. De nouveaux efforts ont été entrepris en vue d'obtenir des données supplémentaires sur les récentes activités de boisement au Canada.

Pour 1990-2002, la superficie plantée a été stratifiée par écozone, province et essence. La superficie totale plantée par province et écozone, parallèlement à la proportion d'essences plantées dans chaque province, a servi à calculer la superficie plantée par essence, ce qui a permis d'estimer la superficie convertie en forêts, par essence, dans chaque unité de rapprochement.

Les courbes de rendement ne sont pas toujours disponibles pour certaines essences de plantation ou conditions de croissance (niveau de charge ou historique de la station); les courbes utilisées pour estimer les paliers d'accroissement proviennent d'une diversité de sources, et le plus souvent directement d'experts provinciaux. Lorsque des essences n'avaient pas leur propre courbe de rendement, on leur a attribué celle d'une autre essence présentant des caractéristiques de croissance semblables ou de l'essence qui était le plus susceptible d'être présente dans ce secteur. Les fluctuations des stocks de carbone dans le sol sont hautement incertaines, en raison des difficultés qu'il y a à trouver des données sur les stocks de carbone avant la plantation. On a présumé que l'écosystème accumulerait généralement lentement le carbone dans le sol; compte tenu de l'échéancier limité de cette analyse et de l'ampleur des activités concernant d'autres activités d'affectation des terres et de changement d'affectation des terres, on peut en déduire que l'impact de ce degré d'incertitude, s'il existe, est minime.

A3.4.2.3 Estimation des fluctuations des stocks de carbone, des émissions et des absorptions

Au début de chaque pas de temps annuel, le MBC-SFC3 commence par affecter les activités de changement d'affectation des terres aux relevés d'inventaire et à redistribuer ces relevés pour faire en sorte que les incidences du changement d'affectation des terres (conversion en forêts et conversion de forêts) soient déclarées dans la nouvelle catégorie de terres. Les perturbations de la forêt ne sont simulées qu'après l'établissement des conversions d'affectation de terres. La sélection des peuplements forestiers touchés par les perturbations liées au changement d'affectation des terres et par les perturbations liées à d'autres facteurs repose sur certaines règles d'admissibilité (Kurz *et al.*, 2009).

Lorsque le modèle calcule l'effet immédiat des perturbations sur tous les peuplements forestiers, il applique les ensembles de transferts de carbone liés aux processus annuels à tous les registres (forêts aménagées, terres converties en forêts et terres forestières converties à d'autres affectations), ce qui englobe à la fois les peuplements boisés et non boisés. Comme nous l'avons vu ci-dessus, les processus annuels associent la croissance, le renouvellement et les processus de décomposition qui sont appliqués à la superficie totale des forêts aménagées. Les extrants désignent le bilan net de GES des forêts aménagées, y compris la croissance; les émissions immédiates attribuables aux perturbations (fluctuations des stocks de carbone, pertes de carbone dans l'atmosphère et dans les produits forestiers); et la décomposition à la fois de la MOM et de la matière organique du sol, notamment dans les peuplements affectés par les perturbations. À cette étape, les relevés d'inventaire qui se trouvaient dans une catégorie de « terres converties en » depuis 20 ans passent à la catégorie de terres « dont la vocation n'a pas changé » et la simulation de la dynamique du C (en général une décomposition) continue dans cette nouvelle catégorie.

Les mêmes données (à l'exception de la croissance des arbres) sont disponibles au sujet des terres forestières converties, mais sont déclarées dans la nouvelle catégorie de terre, par exemple les terres converties en terres cultivées (tableau 5.B du CUPR, rangée 2), les terres converties en

terres humides (tableau 5.D du CUPR, rangée 2) et les terres converties en zones de peuplement (tableau 5.E du CUPR, rangée 2). L'estimation des émissions de la matière organique du sol des terres forestières converties en terres cultivées fait exception, étant établie séparément; les méthodes sont décrites aux sections A3.4.3.3 et A3.4.5.1. De même, les méthodes d'estimation des émissions (par opposition aux fluctuations des stocks de carbone) des terres forestières converties en terres submergées sont décrites à la section A3.4.5.2.

Signalons que l'effet immédiat des perturbations est décelable dans les ensembles de données de sortie pour l'année de la perturbation. Pour les années ultérieures, les émissions et les absorptions postérieures à la perturbation sont simulées comme des procédés annuels. Le MBC-SFC3 ne fait pas la distinction entre la décomposition postérieure à la perturbation et les autres processus qui touchent le C de l'écosystème. C'est pourquoi il est impossible de clarifier parfaitement l'incidence à long terme des différents phénomènes sur les forêts aménagées.

Le Tableau A3-33 illustre les estimations de 2007 des grands éléments du bilan des GES dans les forêts aménagées générées par le MBC-SFC3. Les flux les plus importants sont l'absorption du carbone par la biomasse et son rejet par la décomposition de la MOM (respiration hétérotrophique). Le premier est fortement influencé par la répartition des classes d'âge des forêts aménagées; la décomposition de la matière organique dépend du dépôt de litière, de la mortalité et des perturbations survenues avant l'année d'inventaire. Les perturbations dues aux insectes ont provoqué très peu d'émissions immédiates; toutefois, suivant la gravité des infestations et des dégâts causés par les insectes, elles peuvent engendrer 1) une diminution de l'assimilation du C par suite de la réduction de la croissance, 2) d'importants transferts de carbone de la biomasse à la MOM et 3) des effets sur la dynamique à long terme de la décomposition de la matière organique (Kurz *et al.*, 2008).

Tableau A3-33: Émissions/absorptions de GES des forêts aménagées, 2007

Processus/ phénomène	Bilan des GES (Gg d'éq. CO ₂)				Bilan net de l'écosystème
	Biomasse	MOM	Sol	N ₂ O	
Processus annuels	-2 907 440	2 085 549	609 284	0	-212 607
Récolte	153 356	20 599	0	383	174 338
Feux de végétation	14 534	59 742	0	3 304	77 580
Insectes ¹	0	0		0	0
Total	-2 739 550	2 165 890	609 284	3 686	39 311

Notes :

1. Les phénomènes ayant un niveau d'émission de 0 n'engendrent pas d'émissions dans l'atmosphère ni d'absorption de gaz de l'atmosphère. Au lieu de cela, ils tuent de la biomasse qui est transférée à la MOM.

Le carbone dans les émissions de CH₄ et de CO est compris dans l'évaluation de chaque réservoir, mais les émissions de N₂O sont calculées séparément des émissions totales de CO₂ (annexe 13).

A3.4.2.4 Degré d'incertitude

Des contraintes de temps et de moyens empêchent toujours l'estimation officielle en temps voulu du degré d'incertitude pour la catégorie des terres forestières. On trouvera ci-dessous une analyse des sources majeures d'incertitude quant à l'estimation des terres forestières qui demeurent des terres forestières.

Superficie de forêts aménagées

En dépit de tous les efforts consentis pour obtenir, harmoniser et intégrer les données les plus exactes des inventaires forestiers qui existent au pays, d'importantes incertitudes persistent. Les gouvernements établissent les inventaires et les tiennent à jour dans d'autres buts que l'estimation et la déclaration des GES, soit principalement aux fins de la planification de l'approvisionnement en bois d'oeuvre. Les méthodes, normes, définitions et niveaux de qualité diffèrent d'une instance à l'autre, selon les objectifs de l'inventaire. Tous les inventaires utilisés ont été élaborés avant l'adoption par le Canada d'une définition normalisée d'une forêt, soit une superficie de 1 hectare, une fermeture du couvert de 25 % et une hauteur minimale de 5 m à maturité. Bien que les différentes techniques et procédures d'inventaire utilisées à travers le pays soient généralement documentées, il est rare que cette documentation contienne une évaluation quantitative de l'incertitude.

L'approche actuelle assure la cohésion entre les estimations de GES et les statistiques générées par chaque instance aux fins de la planification et de la déclaration en matière d'aménagement forestier. Malgré ce soin et cette attention, il subsiste deux domaines d'incertitude :

L'exhaustivité : Les inventaires forestiers sont centrés sur les données nécessaires pour planifier l'approvisionnement en bois d'oeuvre et peuvent contenir moins d'information sur des peuplements qui, bien qu'ils répondent à la définition de « forêt » utilisée pour la comptabilisation des GES, ont moins d'intérêt à des fins de planification de l'approvisionnement en bois d'oeuvre. On a réduit cette incertitude en prenant en compte d'autres sources de données lorsqu'elles existaient.

L'exactitude : Les données d'inventaire forestier coûtent cher à rassembler, et leur collecte peut s'étaler sur plusieurs années. Leur préparation se fait généralement sur un cycle de dix ans ou plus. À cet égard, l'incertitude porte principalement sur l'âge des données et sur le fait qu'elles n'ont peut-être pas été mises à jour depuis pour tenir compte de la décroissance.

Les méthodes utilisées pour rapprocher et recueillir les données des inventaires forestiers en vue d'établir des estimations des GES ne permettent pas actuellement de quantifier les incertitudes sur les forêts aménagées.

Paramètres et hypothèses clés du modèle

L'émission et l'absorption sont sensibles à la répartition des classes d'âge des forêts aménagées et aux paramètres de la modélisation du renouvellement, des transferts et de la dégradation dans chaque réservoir de carbone. Par exemple, l'incertitude liée à la classe d'âge d'un peuplement forestier (ou à la structure des classes d'âge d'un paysage forestier) peut affecter la productivité simulée du peuplement (ou du paysage), selon la forme de la courbe de rendement et l'emplacement particulier d'une catégorie d'âge donnée sur cette courbe (ou de l'âge moyen au sein d'une région sur la courbe de rendement moyenne de la région). De même, la classe d'âge (ou l'incertitude qui s'y rattache) d'un peuplement détruit par un feu peut influencer sur la quantité de biomasse et de MOM touchée (ou sur son incertitude) et sur les émissions qui en résultent.

Les réservoirs du sol et de la MOM à décomposition lente contiennent un volume considérable de carbone. Même si les taux de décomposition de la matière organique du sol modélisés par les processus annuels sont infimes, en raison de la taille des réservoirs et des superficies boisées, ils influent fortement sur les émissions attribuables aux processus annuels (lesquels comprennent en outre les émissions non immédiates qui résultent de tous les phénomènes). De même, les

transferts de carbone entre la MOM et l'atmosphère modélisés dans les matrices de perturbation et appliqués sur les vastes superficies touchées par les perturbations constituent des émissions significatives. Le rééchantillonnage des taux de décomposition de la MOM aux fins du rapport 2007 a eu une incidence sur la taille de tous les réservoirs de MOM et de carbone du sol, sur les émissions immédiates des feux de végétation et sur les émissions résiduelles après perturbations, ce qui illustre la complexité du système.

Les dimensions initiales des réservoirs du sol et de la MOM sont elles aussi sensibles aux hypothèses sur les régimes de perturbation historiques. Des travaux sont en cours pour améliorer la capacité à quantifier la sensibilité de la dynamique de la MOM du MBC-SFC3 aux hypothèses formulées sur les perturbations historiques et pour raffiner les hypothèses elles-mêmes (White *et al.*, 2008; Smyth *et al.*, en cours de révision).

A3.4.3 Terres cultivées

Les méthodes décrites dans la présente section s'appliquent aux variations des stocks de carbone dans les sols minéraux soumis à la gestion des terres cultivées; à la conversion des forêts et des prairies en terres cultivées; aux émissions et à l'absorption de CO₂ provenant du chaulage; aux émissions de CO₂ dues à la culture des histosols; aux variations de la biomasse des espèces vivaces ligneuses; et aux émissions de N₂O causées par la perturbation des sols consécutive à la conversion en terres cultivées. La méthode d'estimation des fluctuations des stocks de carbone et des émissions de GES des réservoirs de biomasse et de MOM au moment de la conversion des terres forestières en terres cultivées est décrite à la section A3.4.2.3.

A3.4.3.1 Terres cultivées dont la vocation n'a pas changé

On trouvera une description détaillée des méthodes utilisées pour cette catégorie dans McConkey *et al.* (2007a).

Fluctuations des stocks de carbone dans les sols minéraux

Évolution des pratiques d'aménagement

La quantité de carbone organique retenue dans le sol représente l'équilibre entre les taux d'introduction dus à la production agricole primaire et les pertes dues à la décomposition du carbone organique dans le sol (COS). La façon dont le sol est aménagé détermine si la quantité de carbone organique stocké dans un sol augmente ou baisse. La démarche du GIEC (2003), à l'origine de l'élaboration de la méthode d'estimation du CO₂, part du principe que les fluctuations des stocks de C du sol au cours d'une certaine période surviennent après des changements dans les méthodes de gestion du sol qui influent sur les taux d'ajout de carbone ou de déperdition du carbone du sol. Si aucun changement ne survient dans les pratiques de gestion, on présume que les stocks de C sont en état d'équilibre, et que leur taux de fluctuation est nul.

On sait qu'un certain nombre de pratiques d'aménagement augmentent le COS dans les terres cultivées travaillées, comme une réduction de l'intensité de travail du sol, l'intensification des systèmes culturaux, l'adoption de pratiques d'augmentation du rendement et le rétablissement d'une végétation pérenne (Janzen *et al.*, 1997; Bruce *et al.*, 1999). L'adoption de pratiques de travail réduit du sol (TRS) ou de culture sans travail (CSL) peut entraîner une accumulation sensible du COS comparativement à ce qu'on obtient avec les techniques de travail intensif (TI) (Campbell *et al.*, 1995; 1996a; 1996b; Janzen *et al.*, 1998; McConkey *et al.*, 2003). Il est possible d'intensifier de nombreux systèmes culturaux en rallongeant la durée de l'activité photosynthétique par réduction des jachères (Campbell *et al.*, 2000, 2005; McConkey *et al.*,

2003) et utilisation accrue de plantes fourragères pérennes (Biederbeck *et al.*, 1984; Bremer *et al.*, 1994; Campbell *et al.*, 1998). L'intensification des systèmes cultureux non seulement augmente la quantité de C qui pénètre dans le sol, mais également réduit les taux de décomposition en refroidissant le sol par ombrage et en l'asséchant. À l'inverse, le fait de passer de systèmes de travail du sol classiques à des systèmes conservateurs ou de systèmes intensifs à des systèmes extensifs a pour effet de réduire les apports de C et d'augmenter le taux de décomposition, ce qui réduit le COS.

VandenBygaart *et al.* (2003) ont rassemblé les données publiées dans des études de longue durée menées au Canada en vue d'évaluer l'effet des pratiques de gestion agricole sur le COS. Cette compilation, de même que l'existence de données sur les activités provenant du Recensement de l'agriculture, ont permis de définir plusieurs pratiques d'aménagement et changements de gestion essentiels, utilisés par la suite pour estimer les fluctuations des stocks de C dans le sol. Les taux d'émission et d'absorption du CO₂ des sols minéraux ont été estimés pour chacun des changements d'aménagement des terres (CAT) suivants :

1. Changement dans la gamme des cultures
 - 1) Augmentation des cultures pérennes
 - 2) Augmentation des cultures annuelles
2. Changement des pratiques de travail du sol
 - 1) TI à TRS
 - 2) TI à CSL
 - 3) TRS à TI
 - 4) TRS à CSL
 - 5) CSL à TI
 - 6) CSL à TRS
3. Changement dans la superficie en jachère
 - 1) Augmentation de la superficie des jachères
 - 2) Diminution de la superficie des jachères

Lorsque les éléments nutritifs sont d'importants facteurs de limitation, une fertilisation adéquate peut augmenter le COS; en pareil cas, toutefois, on utilise généralement déjà l'épandage d'engrais ou d'autres pratiques d'augmentation des éléments nutritifs. L'irrigation dans les régions semi-arides peut affecter le COS, mais l'impact manque de clarté, et la superficie de terres irriguées est toujours demeurée relativement constante au Canada. C'est pourquoi on a présumé que les CAT choisis constituaient les influences les plus importantes et les plus uniformes affectant la teneur de COS dans les sols minéraux.

Coefficient de variation des stocks de carbone

Pour estimer les émissions ou les absorptions de C, on multiplie un coefficient de variation des stocks de COS propre à chaque combinaison de polygone PPC (l'unité d'analyse) et de changement d'aménagement par la superficie de changement. Le coefficient est le taux moyen de fluctuation du COS par an et par unité de superficie de CAT.

Équation A3-37:

$$\Delta C = F \times A$$

où :

- ΔC = variation du stock de COS pour l'année d'inventaire, en Mg de C
- F = fluctuation annuelle moyenne du COS soumis à un changement d'aménagement (mg C/ha par an)
- A = superficie touchée par le CAT, en ha

Les superficies de CAT tels que les changements dans les méthodes de culture, le type de récolte et les jachères, proviennent du Recensement de l'agriculture. Les données du Recensement fournissent des éléments sur les fluctuations nettes de la superficie durant les périodes quinquennales du Recensement. Dans la pratique, les terres sont assujetties et soustraites à une pratique d'aménagement, et il se produit des combinaisons de changement d'aménagement. Toutefois, étant donné qu'on ne dispose que de données sur les changements nets, deux hypothèses ont été formulées : l'additivité et la réversibilité des coefficients de COS. La réversibilité présume que le coefficient lié à un CAT de A à B est l'opposé de celui d'un CAT de B à A. L'additivité présume que les fluctuations de C attribuables à chaque CAT qui survient sur la même parcelle de terrain sont indépendantes et par conséquent qu'elles s'additionnent. Cette hypothèse est corroborée par les constatations de McConkey *et al.* (2003), qui affirment que l'impact du travail du sol et de la rotation des cultures sur le COS est généralement additif.

Il existe un ensemble relativement important d'observations canadiennes sur les fluctuations à long terme du COS attribuables au CAT, comme l'adoption de la CSL et la fréquence réduite des jachères (VandenBygaart *et al.*, 2003; Campbell *et al.*, 2005). Cependant, même cet ensemble de données relativement important ne couvre pas toute l'étendue géographique de l'agriculture canadienne. En outre, la comparaison des mesures entre les stations de recherche présente plusieurs difficultés quand il s'agit de déterminer la durée d'un effet, d'estimer le degré d'incertitude total à partir de l'éventail des interactions avec l'état initial du sol et la combinaison de différentes pratiques, et de déterminer la variabilité des fluctuations du C sans changement d'aménagement des terres.

En raison de ces limites, un modèle bien étalonné et validé de la dynamique du carbone du sol, le modèle CENTURY (Parton *et al.* 1987, 1988) a été utilisé pour calculer les coefficients de carbone pour les changements survenus entre la CSL et le TI, le TRS et le TI, le TRS et la CSL, les cultures annuelles et vivaces et la superficie des jachères. On a souvent utilisé le modèle CENTURY pour simuler le changement de COS dans les conditions propres au Canada (Voroney et Angers, 1995; Liang *et al.*, 1996; Monreal *et al.*, 1997; Bolinder, 2004; Campbell *et al.*, 2000, 2005; Pennock et Frick, 2001; Carter *et al.*, 2003).

Smith *et al.* (1997, 2000, 2001) ont conçu une approche fondée sur le modèle CENTURY pour estimer les fluctuations du COS dans les terres agricoles du Canada. Le modèle a été soumis à une procédure soignée d'étalonnage et de validation. Pour estimer les fluctuations de C, il a fallu établir une description généralisée de l'affectation et de l'aménagement des terres à partir de 1910 sur les terres cultivées pour un échantillon représentatif des types de sols et des conditions climatiques de tout le Canada. Ces scénarios ont été créés à partir d'une combinaison de connaissances d'experts et de statistiques agricoles sur l'aménagement des terres, notamment les types de cultures, les jachères, les engrais épandus (Smith *et al.*, 1997, 2000). Ils ont été utilisés

pour les premières évaluations détaillées des fluctuations du COS des terres agricoles, dans le cadre d'une évaluation élargie de l'état de santé des sols (McCrae *et al.*, 2000).

Comme point de départ, on a utilisé le COS dans la base de données des attributs des polygones PPC (SISCan). Les valeurs du COS dans la base de données proviennent des mesures prises dans le cadre de relevés pédologiques et d'études sur les ressources pédologiques (Tarnocai, 1997); on a présumé qu'elles représentaient la teneur moyen en COS dans les terres cultivées en 1985. Le COS initial de 1910 a été estimé à 1,25 fois le COS dans le polygone PPC. On a estimé les coefficients de fluctuation du COS à partir de la différence dans les stocks de COS entre la simulation d'une affectation généralisée des terres et un scénario d'aménagement avec et sans le CAT d'intérêt (Smith *et al.*, 2001).

Un régime de culture et travail sur 10 ans (RCT) a été établi pour chaque unité d'analyse et année de recensement, au moyen des données du Recensement de l'agriculture. Le RCT se cristallise sur sept cultures et types de cultures (céréales, oléagineux, légumineuses, luzerne, cultures racines, cultures vivaces et jachère) et trois méthodes de travail du sol (TI, TRS et CSL). Essentiellement, chaque RCT représente une combinaison spatiale de cultures et de pratiques de travail du sol sous la forme d'une combinaison temporelle de cultures et de pratiques de travail. Dans ce système, un polygone comptant 20 % de terres plantées de céréales et 20 % de terres de CSL équivaut à 2 ans sur 10 de céréales et 2 ans sur 10 de CSL. Des séquences temporelles des pratiques culturales et de travail du sol ont été établies à partir d'ensembles de règles définies par des experts, comme « une jachère ne suit jamais une jachère » et « la culture du blé suit généralement celle du soja ». Ainsi, on arrive facilement à saisir un RCT de base et des remplacements des CAT dans le RCT dans le modèle CENTURY.

Le coefficient de fluctuation du COS a été choisi comme Coefficient = (C pour RCT avec remplacements du CAT – C pour RCT de base) / [(fraction du RCT remplacé par le CAT) × (durée considérée)]. Si un système de gestion des terres est défini comme une combinaison particulière de pratiques culturales et de travail du sol sur une superficie donnée, la variation du COS due à un CAT (ΔC_{CAT}) peut être assimilée à la différence du stock de COS entre deux systèmes de gestion des terres, divisée par la valeur proportionnelle du CAT entre les deux systèmes de gestion.

Équation A3-38:

$$\Delta C_{CAT}(t) = \frac{\Delta C}{p_{CAT}}$$

où :

- $\Delta C_{CAT}(t)$ = différence du COS entre les systèmes de gestion d'une année à l'autre (Mg COS/ha)
 p_{CAT} = variation de la proportion de la superficie soumise à un système de gestion donné sous réserve du CAT.

Cette proportion (p_{CAT}) représente la proportion de l'AT particulier dans le système de base, diminué du volume de CAT dans le nouveau régime après le CAT, c'est-à-dire :

Équation A3-39:

$$P_{CAT} = P_{ATbase} - P_{ATnouveau}$$

où :

P_{ATbase} = proportion du régime d'aménagement des terres de base
 $P_{ATnouveau}$ = proportion du nouveau régime d'aménagement des terres

On trouvera ci-dessous un exemple de séquences d'utilisation du modèle CENTURY pour un loam de Lethbridge (tchernoziom brun foncé d'orthite) dans l'écozone de déclaration des prairies semi-arides. On a effectué une passe du modèle à l'aide d'une combinaison de base de 10 ans de cultures reposant sur le Recensement de l'agriculture de 1996 et de données météorologiques fondées sur celles de 1951-2001. On a procédé à des simulations du COS avec le modèle CENTURY en remplaçant les sept cultures annuelles par des cultures vivaces dans la combinaison de base. Dans un essai distinct, quatre années de TI dans la combinaison de base ont été remplacées par la CSL (-----

Figure A3-12). L'étape suivante consiste à calculer la fonction $\Delta C_{CAT}(t)$ en soustrayant les valeurs simulées de COS pour la combinaison de base de celles imposées par le CAT (Équation A3-38). Enfin, on calcule la valeur de $\Delta C_{CAT}(t)$ qui correspond à la proportion de la superficie soumise au système cultural divisée par p_{CAT} (

Équation A3-39:

). La Figure A3-13 illustre la série de temps ΔC_{LMC} . Dans ce cas particulier, les valeurs respectives de p_{CAT} pour la transition du TI à la CSL et l'ajout des cultures vivaces ont été de 4/10 et de 7/10.

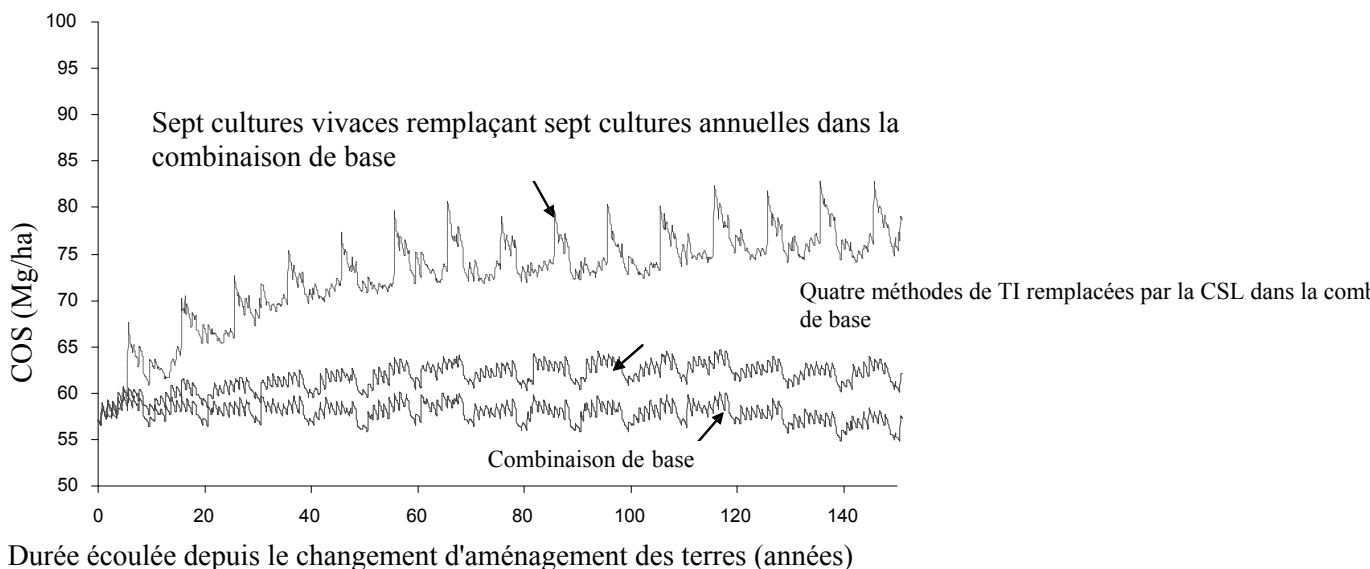


Figure A3-12: Carbone organique du sol (COS) pour une combinaison de cultures de base et le remplacement de cultures annuelles (blé) par une culture vivace (luzerne) et le remplacement du travail intensif (TI) par une culture sans labour (CSL), en fonction de passes du modèle CENTURY pour un loam à Lethbridge

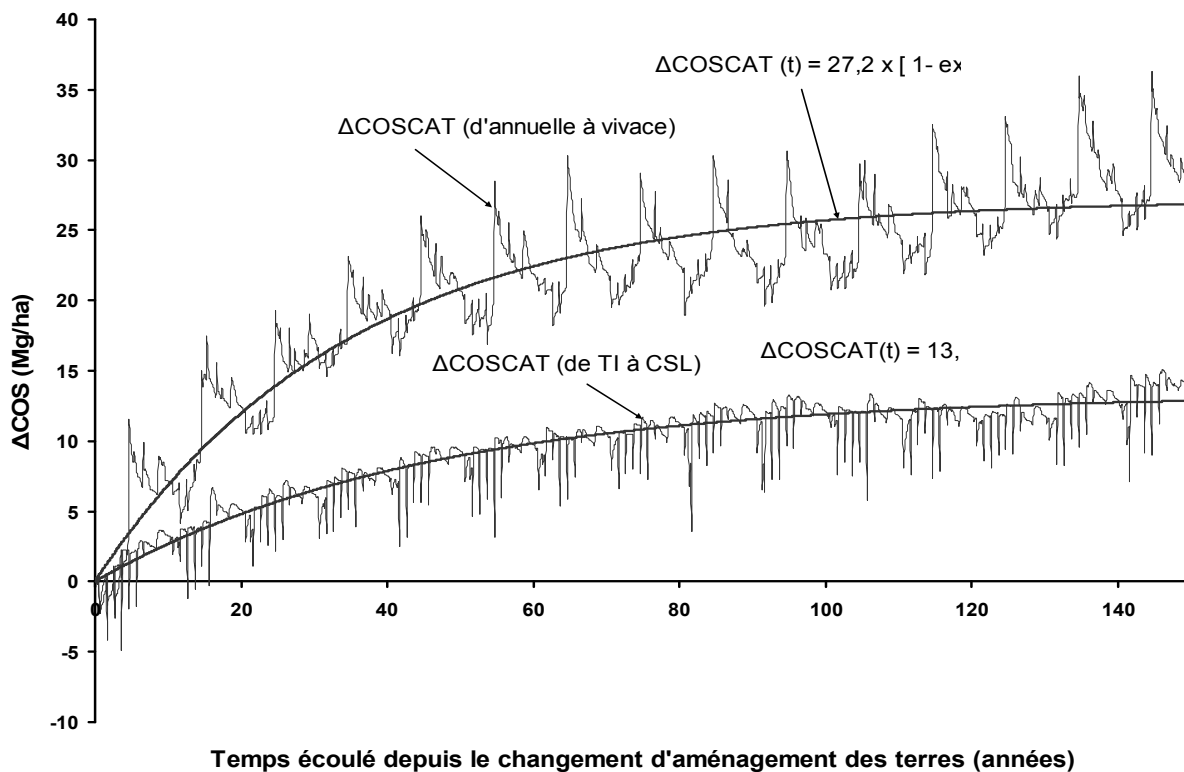


Figure A3-13: Fluctuations du COS dans le cadre de simulations avec remplacements par rapport à des simulations sur la combinaison de cultures de base

Comme on croit que la dynamique du COS est régie par une cinétique de premier ordre, les fluctuations du C peuvent s'exprimer comme suit :

Équation A3-40:

$$\Delta C_{CAT}(t) = \Delta C_{CATmax} \times [1 - \exp^{-k \times t}]$$

où :

ΔC_{CATmax}	=	variation maximale du COS induite par le CAT
k	=	constante de taux
t	=	Année

Dans la pratique, les équations exponentielles sont rajustées statistiquement à l'aide d'un logiciel standard d'analyse statistique selon les méthodes des moindres carrés. La pente de l'équation exponentielle a des unités de Mg C/ha par an et représente la valeur instantanée des facteurs. Comme l'estimation est fondée sur des variations annuelles, l'équation utilisée pour l'estimation du facteur de variation annuelle par rapport à l'année précédente (de l'an $t-1$ à l'an t) est :

Équation A3-41:

$$F_{CAT}(t) = \Delta C_{CATmax} \times [\exp^{-k \times [t-1]} - \exp^{-k \times t}]$$

Comme on ne parvient jamais à un état d'équilibre parfait, l'équation exponentielle doit théoriquement s'appliquer pour toujours. Dans la pratique toutefois, l'équation exponentielle a été tronquée lorsque la valeur $F_{CAT}(t)$ a chuté à 25 kg C/ha par an. Ce taux est inférieur à une limite de mesure pratique (Figure A3-14).

Estimation des valeurs moyennes de k et de ΔC_{CATmax} aux fins des calculs des coefficients pratiques

Les paramètres ΔC_{CATmax} et k ont été calculés pour la totalité des 11 602 échantillons de sol de la base de données SISCan. Ces échantillons de sol représentent un vaste éventail d'états initiaux du COS et de combinaisons de cultures de base et de volumes de remplacement. Les valeurs des paramètres ont été estimées pour chaque zone de déclaration comme étant la moyenne entre ces échantillons de sol, pondérée par la superficie agricole sur chaque échantillon (Tableau A3-34). On a utilisé la moyenne géométrique pour k , étant donné que sa distribution est désaxée vers la droite. Ces moyennes ont été calculées pour trois classes générales de textures du sol (sablonneux, loameux et argileux) et appliquées à chaque échantillon de sol en fonction de sa classe de texture. À l'occasion, des valeurs de k inférieures à 0 ou supérieures à 0,15 ont résulté de l'ajustement par rapport à la valeur ΔC_{CAT} ; les valeurs de k et de ΔC_{CATmax} résultant de ces rajustements ont été exclues des moyennes des zones de déclaration.

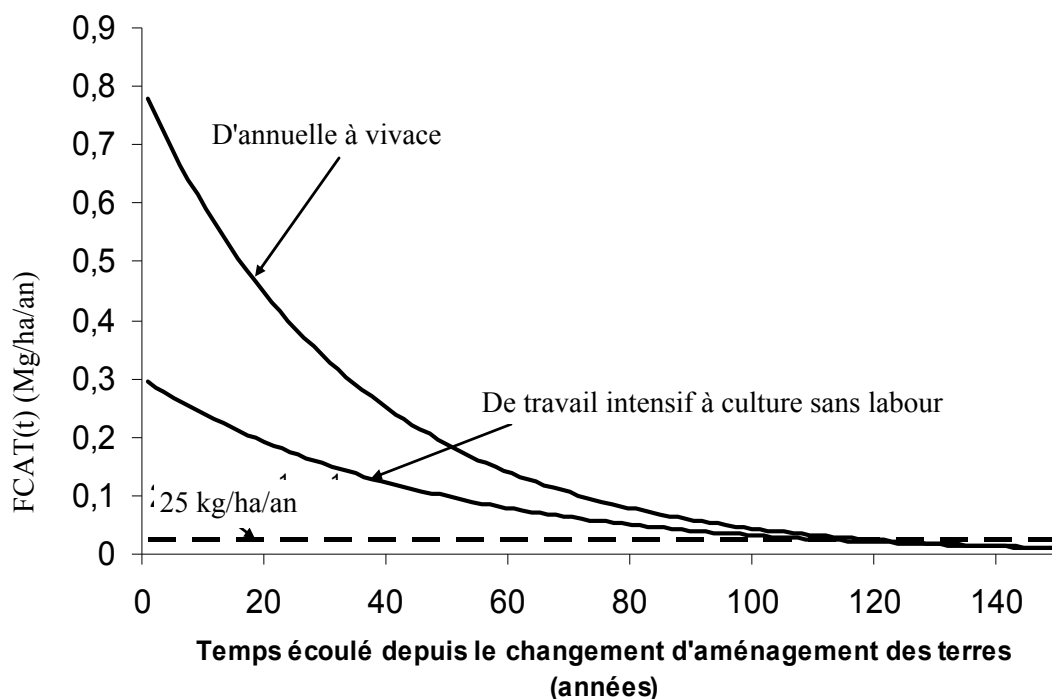


Figure A3-14: F_{CAT} résultant de l'équation exponentielle

Tableau A3-34: Valeurs généralisées des paramètres relatifs à $F_{\text{CAT}}(t) = \Delta C_{\text{CATmax}} \times [1 - \exp^{-k \times t}]$ pour prévoir les fluctuations résultant du changement d'affectation des terres (CAT) et les coefficients linéaires efficaces de fluctuation du COS

Zone ¹	CAT ²	K (/an)	ΔC_{CATmax} (Mg/ha)	Dernière année d'effet d'après le CAT ³	Coefficient linéaire moyen annuel de durée de l'effet du CAT (Mg/ha par an)	Coefficient linéaire moyen annuel pour les 20 premières années après le CAT (Mg/ha par an)
Est de l'Atlantique	TI à CSL	0,0216	3,5	52	0,05	0,06
	TI à TRS	0,0251	2,4	36	0,04	0,05
	TRS à CSL	0,0233	1,1	1	0,03	0,00
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0217	43,4	167	0,25	0,77
Centre-Est	TI à CSL	0,0250	5,0	65	0,06	0,10
	TI à TRS	0,0261	1,9	25	0,04	0,04
	TRS à CSL	0,0255	3,2	46	0,05	0,06
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0247	38,2	147	0,25	0,74
Forêts-parcs	TI à CSL	0,0286	6,5	70	0,08	0,14
	TI à TRS	0,0242	2,8	41	0,04	0,05
	TRS à CSL	0,0263	3,7	51	0,05	0,07
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0233	29,4	142	0,20	0,55
Prairies semi-arides	TI à CSL	0,0261	4,9	63	0,06	0,10
	TI à TRS	0,0188	2,3	30	0,03	0,04
	TRS à CSL	0,0222	2,5	37	0,04	0,05
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0281	26,1	120	0,21	0,56
Ouest	TI à CSL	0,0122	4,8	69	0,04	0,05
	TI à TRS	0,0116	0,8	0	0,00	0,00
	TRS à CSL	0,0119	3,9	53	0,03	0,04
	Diminution des jachères	0,0305	13,1	91	0,14	0,30
	Augmentation des vivaces	0,0155	34,4	198	0,17	0,46

Notes :

1. Résumé pondéré par zone : « Est de l'Atlantique » est la zone de déclaration maritime de l'Atlantique plus la zone de déclaration du bouclier boréal à Terre-Neuve-et-Labrador; « Centre-Est » est la zone de déclaration des plaines de forêts mixtes plus la section Est de la zone de déclaration du bouclier boréal en Ontario et au Québec; « Forêts-parcs » désigne les zones des Prairies subhumides, du Bouclier boréal-ouest et des plaines boréales plus les régions des zones de la cordillère montagnarde où des activités agricoles sont attenantes aux activités agricoles dans le reste de la zone des forêts-parcs; enfin, « Ouest » désigne la zone maritime du Pacifique plus la cordillère montagnarde, à l'exception de la portion de cette dernière comprise dans la zone des forêts-parcs décrite ci-dessus.

2. Pour les changements d'aménagement des terres dans le sens opposé à celui qui est énuméré, la valeur F_{CATmax} est l'inverse additif de la valeur indiquée.

3. Aucune autre fluctuation de C dès lors que la valeur absolue du taux de fluctuation est inférieure à 25 kg C/ha par an.

La dynamique des fluctuations du COS en fonction des changements de la jachère a fait l'objet de nombreuses études au Canada. C'est pourquoi, au lieu d'utiliser la valeur de ΔC_{CATmax} tirée des simulations du modèle CENTURY, on a fixé la valeur de ΔC_{CATmax} de manière à ce que F soit de

150 C/ha par an (Campbell *et al.*, 2005) à 20 ans selon une valeur p_{CAT} de 0,5 (par exemple, passage d'une proportion des superficies en jachère de 50 % à zéro). La valeur k a été établie à partir des simulations du modèle CENTURY, comme nous l'avons vu ci-dessus.

En général, on peut s'attendre à ce que les déperditions de COS lors d'un CAT soient supérieures aux gains de COS lors d'un CAT inverse. Toutefois, cet effet dépend dans une large mesure de la quantité relative de COS au moment du CAT. Pour le moment, par souci de transparence et de simplicité, comme il est impossible de documenter le niveau de COS correspondant à chaque CAT, on tient pour acquis que les coefficients sont réversibles. Or, la réversibilité présuppose que l'effet d'un CAT sur le COS dans un sens est exactement l'inverse de l'effet du changement de pratique sur le COS dans le sens opposé.

Validation des coefficients associés au carbone au sol

On a comparé les coefficients d'évolution du COS applicables aux CAT utilisés dans l'inventaire aux coefficients empiriques que donnent VandenBygaart *et al.* (2008). Cette comparaison a révélé que les données empiriques comparant les fluctuations du COS entre le TI et la CSL étaient très variables, notamment pour l'est du Canada. Néanmoins, les facteurs modélisés demeuraient dans la fourchette dérivée des données empiriques. Le coefficient TI-CSL moyen des expériences menées dans la région des Prairies subhumides était plus de quatre fois supérieur à celui des Prairies semi-arides. Le coefficient moyen dérivé du modèle CENTURY pour la région des Prairies semi-arides était sensiblement le même que celui tiré des expériences sur le terrain. Toutefois, le coefficient TI-CSL dérivé du modèle CENTURY pour la zone de déclaration des Prairies subhumides était inférieur d'environ 30 % au coefficient dérivé des expériences sur le terrain. Si on considère le passage de cultures annuelles aux cultures vivaces, le coefficient empirique moyen était de 0,59 Mg C/ha par an, ce qui se compare favorablement à la fourchette de 0,46 à 0,56 M COS/ha par an des facteurs modélisés dans les zones pédologiques de l'Ouest canadien. Dans l'est du pays, il n'existait que deux facteurs de fluctuation empiriques, mais ils semblaient correspondre aux valeurs modélisées (valeurs empiriques : 0,60-1,07 M COS/ha par an; valeurs modélisées : 0,74-0,77 M C/ha par an). Pour ce qui est de la conversion de l'alternance culture-jachère à la culture continue, le taux de stockage du C (0,33 Mg/ha par an) dépassait le double du taux moyen de $0,15 \pm 0,06$ Mg/ha par an dérivé de deux études documentaires indépendantes. Cet écart justifie la décision d'utiliser des facteurs empiriques pour évaluer les fluctuations de la jachère d'été dans l'inventaire.

Estimation des changements des stocks de carbone du sol

Les fluctuations du carbone du sol résultant d'un CAT ont été déclarées pour la période 1990-2007. Compte tenu de l'effet de la diminution des CAT avec le temps, une année ou une période où le changement est censé être survenu est attribuée à chaque CAT. Le coefficient de variation du C a été multiplié par la superficie sujette à un CAT. La somme de la valeur résultante pour chaque composante du sol donne une estimation des changements de COS pour le polygone PPC. Il s'agit de la plus petite unité géoréférencée des stocks de carbone organique des sols et des variations des stocks de carbone, la comptabilisation reposant sur une méthode de niveau 2 du GIEC comme suit :

Équation A3-42:

$$\Delta C_{\text{CAT},t} = \sum_{t=1}^n \sum_{\text{TOCSPPC}} (\Delta C_{\text{TRAVAIL}} \Delta C_J + \Delta C_{\text{CULTURE}})$$

où :

$\Delta C_{\text{CAT},t}$	=	changement des stocks de COS attribuable au CAT d'une année donnée (t2) depuis 1951 (t1)
$\Delta C_{\text{TRAVAIL}}$	=	changement des stocks de COS attribuable à un changement des méthodes de travail du sol dans chaque PPC, étant donné que chaque pratique de travail change
ΔC_J	=	changement des stocks de COS attribuable au changement des jachères dans chaque PPC
$\Delta C_{\text{CULTURE}}$	=	changement des stocks de carbone attribuable au changement des cultures annuelles et vivaces dans chaque PPC

Sources

Pour estimer les fluctuations des stocks de carbone, on utilise les coefficients de C et une série chronologique de données de gestion des terres tirée du Recensement de l'agriculture. Deux types de données servent à calculer les coefficients de carbone (modélisation) et à établir les estimations réelles des changements des stocks de C. Parmi les données qui servent essentiellement à la modélisation des coefficients de C figurent les PPC, les systèmes de culture et de labour tirés des données du Recensement de l'agriculture ainsi que le rendement des cultures, les données climatologiques et les données sur les activités provenant d'autres relevés et bases de données.

Informations sur les terres et activités

Les pédo-paysages du Canada (PPC) sont une base de données spatiales nationale qui décrit les types de sols associés à la topographie et présentés comme polygones à une échelle voulue de représentation de 1:1 million⁷⁰. La version 3.0 des PPC a été retenue pour le secteur ATCATF parce que tous les polygones des PPC sont « emboîtés » dans le Cadre écologique national pour le Canada de 1995, ce qui permet d'augmenter ou de réduire l'échelle des données et des estimations selon les besoins.

Dans toutes les provinces situées dans la région agricole du Canada, on a utilisé les données détaillées des relevés pédologiques, à des échelles de carte supérieures à 1:1 million, pour délimiter les polygones des PPC et constituer les fichiers des bases de données connexes. Les fichiers de composante, de nom de sol et de couche de sol des PPC ont fourni des données d'entrée spécifiques telles que la teneur en C du sol, la texture du sol, le pH, la densité apparente et les propriétés hydrauliques du sol, requises pour modéliser les coefficients de C avec le modèle CENTURY. Les polygones des PPC sont le fondement spatial qui permet d'attribuer des pratiques d'aménagement des terres, comme les pratiques de travail du sol ou les systèmes culturels provenant du Recensement de l'agriculture, ou encore la conversion de terres forestières et de prairies en terres cultivées, à des coefficients de C modélisés.

Unités analytiques

On dénombre 3 264 polygones des PPC où sont menées des activités agricoles. Étant donné que les polygones des PPC comportent plusieurs éléments des pédo-paysages, la résolution spatiale la plus fine pour l'analyse des activités agricoles est constituée par 11 602 combinaisons uniques de composantes du sol dans les polygones des PPC. Ces combinaisons uniques représentent les

⁷⁰ . Disponible sur Internet à l'adresse <http://sis.agr.gc.ca/siscan/nsdb/slc/v1/intro.html>

unités analytiques de base. L'emplacement des composantes de gestion des terres et des sols n'est pas spatialement explicite, mais renvoie plutôt spatialement aux polygones des PPC.

On a élaboré une procédure permettant d'attribuer les activités agricoles aux PPC en tenant compte du caractère approprié de chacune des composantes d'un polygone de sol. Les composantes des sols ont différentes propriétés intrinsèques qui les rendent plus ou moins susceptibles d'avoir différents types d'activités agricoles. Chaque composante d'un sol dans le fichier des attributs des PPC a une cote de probabilité élevée, modérée ou faible de porter des cultures agricoles annuelles. Les cultures agricoles annuelles sont liées à ces composantes avec une cote de probabilité élevée de porter des cultures agricoles annuelles. En cas de superficie insuffisante assortie d'une cote élevée de probabilité de porter des cultures agricoles annuelles pour la superficie des cultures annuelles, les cultures agricoles annuelles restantes ont été liées aux composantes présentant une probabilité modérée de porter des cultures agricoles annuelles et, au besoin, à des composantes assorties d'une cote faible. Après avoir lié la superficie des cultures agricoles annuelles, on a lié la superficie plantée de plantes fourragères pérennes et de pâturages ensemencés aux composantes résiduelles de la même façon, en commençant par les composantes les plus susceptibles de porter des cultures annuelles et en terminant par les moins susceptibles de porter des cultures.

Rendement des cultures

Le rendement des cultures au niveau des écodistricts a été calculé à partir des sondages annuels menés par Statistique Canada auprès d'un maximum de 31 000 agriculteurs, stratifiés par région, afin d'établir des estimations de la superficie, du rendement, de la production et des stocks des principaux produits de grande culture cultivés au Canada. Statistique Canada publie huit documents, à des moments stratégiques de la campagne agricole; le premier rapport sectoriel contient les intentions de plantation des producteurs, alors que les estimations de juin sont établies après qu'on ait terminé la majeure partie de l'ensemencement. Les rendements et les niveaux de production par province sont estimés à deux reprises, selon les attentes à la fin de la récolte, alors que l'estimation du mois de novembre est publiée après la récolte. Les données, diffusées au niveau des régions agricoles du Recensement, font état des rendements des cultures d'environ 70 unités spatiales au pays. Les limites des régions agricoles du Recensement recourent les limites des PPC dans un SIG, et on attribue une valeur de rendement de chaque culture dans chaque polygone des sols en fonction d'une proportion majoritaire. Les données qui ont servi à la comptabilisation englobent les données sur le rendement de 1975 à 2007 pour le blé, l'orge, l'avoine, le maïs, le soja, les pommes de terre et le canola. Ces rendements ont servi à étalonner le sous-modèle de croissance des cultures CENTURY.

Données climatiques

On dénombre 958 stations météorologiques dans la base de données météorologiques archivées d'AAC. Pour modéliser les coefficients de C, on a utilisé les normales à long terme des températures mensuelles maximales et minimales (en °C) et des précipitations (en mm) de 1951 à 2001 dans chaque écodistrict. Les données météorologiques archivées d'AAC ont été fournies par le Service météorologique du Canada d'Environnement Canada.

Recensement de l'agriculture

La comptabilisation des données sur les terres agricoles dont la vocation n'a pas changé se fonde principalement sur les données provenant du Recensement de l'agriculture⁷¹. Le plus petit secteur pour lequel Statistique Canada est prêt à divulguer des données à l'extérieur, pour des raisons de confidentialité, est le secteur de diffusion/dénombrement (environ 52 000 au Canada).

Agriculture et Agroalimentaire Canada a reconfiguré les données du Recensement relatives à 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006 des secteurs de diffusion en polygones des PPC (et en unités d'écostratification de niveau supérieur) à l'aide d'une procédure qui prévoit des recouvrements géographiques des fichiers des limites pertinentes.

Les données sur les pratiques de travail du sol sont extraites du Recensement selon les catégories suivantes : i) TI – travail qui incorpore la majeure partie des débris végétaux dans le sol; ii) TRS – travail qui maintient la majeure partie des débris végétaux à la surface du sol; iii) CSL – culture sans labour ou semis direct. Pour ce qui est des jachères, les catégories sont les suivantes : i) CSL – superficie sur laquelle on a utilisé seulement des produits chimiques pour lutter contre les mauvaises herbes; ii) TI – superficie sur laquelle on a uniquement travaillé le sol; iii) TRS – superficie sur laquelle on a utilisé une combinaison de travail et de produits chimiques. Les données du Recensement présentent deux limites relatives aux pratiques de travail du sol qui se sont soldées par des incertitudes : i) les données de Statistique Canada et les avis d'experts révèlent que les composantes de conservation sont généralement sous-estimées; ii) les distributions du travail du sol telles qu'elles sont déclarées pour une région doivent être appliquées de manière égale à toutes les cultures au sein de cette région.

Degré d'incertitude

Pour estimer le degré d'incertitude, on a procédé de façon analytique (Coleman et Steele, 1999). Pour dériver des degrés d'incertitude associés à l'estimation des émissions ou des absorptions de CO₂, il faut d'abord estimer l'incertitude reliée à la superficie des CAT et aux coefficients de C correspondant aux changements d'aménagement des terres entre la jachère, le travail du sol et les cultures annuelles et vivaces (McConkey *et al.*, 2007b).

On a déterminé le degré de l'incertitude relative à la superficie du changement à l'échelle des écodistricts (un niveau d'agrégation spatiale au-dessus du PPC). La superficie moyenne de terres agricoles par écodistrict est d'environ 140 kha, ce qui est assez pour qu'on puisse considérer la superficie de chaque pratique d'aménagement indépendamment de la superficie de la même pratique dans les autres écodistricts, y compris les écodistricts attenants. On suppose que les erreurs dans la superficie des pratiques d'aménagement de chaque écodistrict représentent une incertitude inhérente, aucunement touchée par le degré d'incertitude associé à la même pratique dans les autres écodistricts. En outre, chaque écodistrict est assez vaste pour qu'on puisse présumer que la déclaration d'une activité nulle signifie que cette activité n'a pas cours dans l'écodistrict. En conséquence, le degré d'incertitude relative à la superficie peut être considéré relativement plus fiable pour un écodistrict que pour un polygone de PPC.

Le degré d'incertitude de la superficie sujette à une pratique d'aménagement à un moment précis pour un écodistrict moyen est fondé sur la proportion relative de la superficie sujette à cette

⁷¹ Statistique Canada recueille des données et publie le Recensement de l'agriculture tous les cinq ans. La dernière publication date de 2006 (Recensement de l'agriculture de 2006, n° 95-629 au catalogue). Disponible sur Internet à l'adresse : <http://www.statcan.gc.ca/ca-ra2006/index-fra.htm>.

pratique d'aménagement, comparativement à la superficie totale des terres agricoles de cet écodistrict. L'incertitude relative de la superficie d'une pratique de gestion (exprimée comme l'écart type d'une population supposée normale) a baissé, passant de 10 % à 1,25 % de la superficie à mesure qu'augmentait la superficie relative de cette pratique⁷².

Les hypothèses relatives aux degrés d'incertitude associés aux coefficients de fluctuation du C pour les terres en jachère, en travail du sol et en cultures annuelles et vivaces ont deux sources d'influence principales : 1) l'incertitude des processus associée aux changements du C, attribuable à l'inexactitude des prédictions relatives aux changements du C, même si la situation de la pratique d'aménagement était définie à la perfection; 2) l'incertitude situationnelle associée aux changements du C, attribuable à la variation de la situation de la pratique d'aménagement.

L'incertitude des processus comprend l'effet du degré d'incertitude du modèle, lequel englobe l'incertitude des prédictions du modèle découlant de paramètres incertains et celle qui découle d'une représentation inexacte ou incomplète de tous les processus pertinents par le modèle. Lorsqu'on utilise des données empiriques, l'incertitude des processus peut découler de carences dans les techniques de mesure, d'erreurs d'analyse, de la piètre représentativité des mesures et de composantes des variations du C non prises en compte. Pour estimer la marge d'erreur des processus, on s'est servi de l'écart par rapport aux variations du C mesurées dans le cadre d'expériences contrôlées. On présume que cet écart représente le degré d'incertitude inhérent, même lorsque la situation est décrite avec précision. Les coefficients de mise à l'échelle associés à l'incertitude des processus pour le travail du sol et la jachère ont été dérivés pour le Canada des données de VandenBygaard *et al.* (2003).

L'incertitude situationnelle provient de l'incapacité à décrire précisément chaque situation. Elle comprend notamment l'effet des interactions avec les changements passés ou simultanés de l'utilisation ou de l'aménagement des terres, la variabilité des conditions météorologiques ou des propriétés du sol, la variabilité de l'aménagement des cultures et la continuité des changements d'affectation des terres. Les coefficients de mise à l'échelle associés à l'incertitude situationnelle pour les changements d'aménagement des terres en jachère, en travail du sol et en cultures annuelles et vivaces ont été estimés à partir de la variabilité observée des changements du C simulés dans le modèle CENTURY pour toutes les combinaisons composantes du sol - aménagement - climat de l'unité de conciliation. On a calculé les changements du C pour un grand nombre de combinaisons d'aménagements. On a également inclus un éventail de conditions météorologiques historiques par écodistrict aux simulations du modèle CENTURY. L'incertitude situationnelle inclut aussi la variabilité additionnelle des facteurs régionaux introduits par l'imposition de la réversibilité des changements du C. Des coefficients de mise à l'échelle moyens du degré d'incertitude situationnelle ont été dérivés pour le Canada (McConkey *et al.*, 2007b).

Bien qu'on s'attende à une interaction entre l'incertitude de processus et l'incertitude situationnelle, étant donné la complexité des nombreuses interactions possibles entre les écarts attribuables à l'incertitude des processus et ceux attribuables à l'incertitude situationnelle, il est impossible de décrire leurs relations. On a donc supposé que l'écart total des variations du C correspond à la somme des écarts associés aux incertitudes des processus et situationnelle. On

⁷² T. Huffman (Agriculture et Agroalimentaire Canada), communication personnelle à B.G. McConkey (Agriculture et Agroalimentaire Canada), 2006.

trouvera dans McConkey *et al.* (2007b) des renseignements détaillés sur la façon d'estimer l'incertitude. Le chapitre 7 donne les résultats de cette estimation.

Émissions de CO₂ attribuables à l'épandage de chaux agricole

Le calcaire (CaCO₃) et la dolomite (CaMg(CO₃)₂) sont souvent utilisés pour neutraliser les sols acides, accroître l'assimilabilité des éléments nutritifs du sol, en particulier le phosphore, réduire la toxicité des métaux lourds comme l'aluminium et améliorer le milieu de croissance des cultures. Durant le processus de neutralisation, du CO₂ est rejeté lors des réactions d'équilibre du bicarbonate qui ont lieu dans le sol.

Le taux de rejet varie selon l'état du sol et les types de produits que l'on épand. Dans la plupart des cas, on répète l'épandage à plusieurs reprises. Ainsi, pour les besoins de l'inventaire, on présume que le taux annuel d'ajout de chaux est pratiquement en état d'équilibre avec la consommation de chaux des années précédentes. Les émissions liées à l'épandage de chaux sont calculées à partir de la quantité et de la composition de la chaux épandue chaque année.

La quantité de C rejetée par l'épandage de calcaire est calculée au moyen de la méthode de niveau 1 par défaut du GIEC :

Équation A3-43:

$$C = \sum (A_i \times 12/100)$$

où :

A_i = consommation annuelle du calcaire dans la province i (Mg/an)
 $12/100$ = rapport entre le poids moléculaire du carbone et celui du calcaire

De même, la quantité de C rejetée à la suite de l'épandage de dolomite est calculée de la manière suivante :

Équation A3-44:

$$C = \sum (A_i \times 24/184,3)$$

où :

A_i = consommation annuelle de chaux dolomitique dans la province i (Mg/an)
 $24/184,3$ = rapport entre le poids moléculaire de 2C et celui de la dolomite

Si l'on ne connaît pas le type de chaux, on présume que la chaux se compose à 50 % de chaux calcitique et à 50 % de chaux dolomitique.

Il n'existe pas de source unique de données sur l'épandage de chaux sur les sols agricoles. La quantité de chaux utilisée dans l'agriculture n'est pas une donnée que recueillent Statistique Canada ou l'Institut canadien des engrais. Les données sur l'utilisation de chaux ont été fournies par les associations de producteurs d'engrais de l'Ouest du Canada, de l'Atlantique, de l'Ontario et du Québec.

Degré d'incertitude

L'incertitude (intervalle de confiance de 95 %) associée aux données sur la consommation annuelle de chaux a été estimée à $\pm 50\%$ ⁷³. On a supposé que ce degré d'incertitude comprenait l'incertitude des ventes de chaux, l'incertitude de la proportion entre chaux dolomitique et chaux calcitique, l'incertitude quant au moment où la chaux vendue est réellement épandue et l'incertitude quant au moment des émissions découlant de l'épandage de la chaux. On n'a pas tenu compte de l'incertitude du coefficient d'émission parce que la conversion chimique est supposée être finie et on a utilisé la valeur maximale de ce coefficient.

Émissions et absorptions de CO₂ imputables à la biomasse ligneuse

Les vignobles, les vergers à fruits et les plantations d'arbres de Noël font l'objet d'un aménagement intensif afin d'assurer leur rendement soutenu. Les plants de vigne sont taillés chaque année, ne laissant que le tronc et les tiges âgées d'un an. De même, les arbres fruitiers sont taillés chaque année pour préserver la forme et la taille voulues du couvert. Les vieux plants font l'objet de remplacement par rotation pour empêcher les maladies, améliorer les sujets ou introduire de nouvelles variétés. En général, les arbres de Noël sont récoltés vers l'âge de 10 ans. Pour ces trois récoltes, en raison des pratiques de rotation et des impératifs de rendement soutenu, on a présumé que la répartition des classes d'âge dans les exploitations était généralement uniforme. C'est pourquoi il ne devrait pas y avoir de hausse ou de baisse nettes du C de la biomasse dans les exploitations existantes, car le C perdu à l'occasion de la récolte ou du remplacement des arbres est équilibré par les gains attribuables à la croissance des nouveaux végétaux. La méthode s'est donc limitée à déceler les changements survenus dans les superficies des vignobles, des vergers à fruits ou des plantations d'arbres de Noël et à estimer les variations des stocks de C correspondantes dans la biomasse totale.

Aucune étude n'a été réalisée au Canada sur la dynamique du C aérien ou souterrain dans les vignobles ou les vergers à fruits. Toutefois, on peut estimer que les résultats d'autres études sont valables dans la mesure où les variétés, les techniques de production et même les porte-greffes sont souvent les mêmes. On a utilisé la littérature canadienne sur les plantations d'arbres de Noël dans la mesure du possible.

D'après les travaux de Mailvaganam (2002), on a présumé qu'en moyenne, les plants de vigne étaient remplacés à l'âge de 28 ans et que l'âge moyen d'un plant de vigne était donc de 14 ans. En raison de la taille intensive, la biomasse des pousses et des feuilles est fixée à la valeur constante de 4 Mg/ha, alors que les taux linéaires d'accumulation de biomasse aérienne et souterraine dans les troncs et les racines sont respectivement de 0,4 et de 0,3 Mg/ha par an (Nendel et Kersebaum, 2004). Ces taux ont été convertis en valeurs du C en utilisant une teneur de la biomasse en C de 50 %. En cas de diminution de la superficie d'un vignoble, on présume une déperdition instantanée de 6,9 Mg C/ha, ce qui équivaut à la biomasse sur pied moyenne de plants de vigne âgés de 14 ans (McConkey *et al.*, 2007a).

À cause de différences de densité de plantation, la biomasse moyenne d'un arbre adulte varie de 18 kg pour un pommier à 72 kg pour un pêcher. Par contre, la fourchette de biomasse sur pied par unité de superficie est plus étroite, les valeurs oscillant entre 36 et 40 Mg/ha (McConkey *et al.*,

⁷³ B.G. McConkey (Agriculture et Agroalimentaire Canada), communication personnelle à Chang Liang (Environnement Canada), 2007.

2007a). Cette similitude n'a rien d'étonnant étant donné que, quelles que soient la taille des arbres et la densité de plantation, la forme et le couvert des arbres sont modifiés de manière à maximiser la photosynthèse nette par superficie. On a calculé le taux annuel de piégeage du C sur une période de croissance de 12 ans, ce qui a donné 1,6 Mg C/ha par an. Le même taux, multiplié par un rapport système racinaire/système foliacé de 0,40 (Bartelink, 1998), a été utilisé pour estimer le taux de piégeage du C dans la biomasse souterraine. On a présumé que, dans les nouveaux vergers, les arbres accumulent de la biomasse à un taux linéaire pendant 10 ans (l'âge moyen des arbres d'une plantation). La déperdition instantanée de C lors d'une diminution des vergers équivaut à 50 % de la biomasse totale d'un arbre âgé de 10 ans (22,4 Mg C/ha).

En général, les arbres de Noël sont commercialisés à l'âge d'environ 10 ans (Mc Conkey *et al.*, 2007a). Le bois représente environ 70 % de la biomasse d'un arbre de Noël, et le bois vert a un taux d'humidité de 60 à 80 %. Avec un espacement type et une masse marchande prévue de 10 kg, une plantation d'arbres marchands a une densité de biomasse aérienne de 17,1 Mg/ha. Avec un rapport système racinaire/système foliacé de 0,3 (Bartelink, 1998; Litton *et al.*, 2003; Xiao et Ceulemans, 2004), le C total de la biomasse d'une plantation d'arbres marchands est donc estimé à 11,1 Mg C/ha. Le piégeage du carbone dans la biomasse de nouvelles plantations d'arbres de Noël est calculé pour cinq ans à des taux de 0,85 et 0,26 Mg C/ha respectivement pour la biomasse aérienne et la biomasse souterraine. Une diminution de la superficie de plantation provoque la déperdition immédiate de 5,6 Mg C/ha.

Degré d'incertitude

Les plants qui poussent mal sont régulièrement enlevés et remplacés. Souvent, les arbres fruitiers et les vignes sont irrigués afin de maintenir la croissance désirée au cours des périodes de sécheresse. En conséquence, la variabilité des changements des stocks de C devrait être moindre que pour les autres activités agricoles.

En ce qui concerne la perte de superficie, on présume que tout le C de la biomasse ligneuse est émis immédiatement. Comme il n'existe aucune donnée particulière au Canada sur cette incertitude, on a utilisé le degré d'incertitude par défaut de ± 75 % pour la biomasse ligneuse sur les terres cultivées, tiré du Guide des bonnes pratiques du GIEC en matière d'utilisation des terres, de changement d'affectation des terres et de foresterie (GIEC, 2003). Si on estime que la perte de superficie d'arbres fruitiers, de vignes ou d'arbres de Noël s'est faite au profit de cultures annuelles, on présume également une certaine conversion des cultures vivaces au profit des cultures annuelles, associée à son propre degré d'incertitude quant aux variations du C, lequel contribue à l'incertitude globale des variations du C pour une zone de déclaration donnée.

Travail des sols organiques

Le travail des histosols pour les cultures agricoles annuelles comprend généralement des opérations de drainage, de labour et de fertilisation. Toutes ces pratiques ont pour effet d'accélérer la décomposition du COS et par conséquent de rejeter du CO₂ dans l'atmosphère.

Méthodologie

La méthode de niveau 1 du GIEC repose sur le taux de carbone rejeté par unité de superficie :

Équation A3-45:

$$C = \sum (A_i \times CE)$$

où :

- Ai = superficie de sols organiques travaillés pour les cultures agricoles annuelles dans la province i, en ha
 CE = coefficient d'émission de carbone, en Mg de C perdu/ha par an. On a utilisé un CE par défaut de 5,0 Mg C/ha par an (GIEC, 2006).

Sources

Les superficies d'histosols travaillés à l'échelle provinciale ne sont pas comprises dans le Recensement de l'agriculture. Faute de ces données, on a consulté de nombreux spécialistes des sols et des cultures du Canada. D'après ces consultations, on estime la superficie totale de sols organiques travaillés au Canada à 16 kha⁷⁴.

Degré d'incertitude

Le degré d'incertitude associé aux émissions de cette source provient des incertitudes liées aux estimations de la superficie pour les histosols cultivés ainsi qu'au coefficient d'émission. On évalue la limite de confiance à 95 % associée à l'estimation de la superficie des histosols cultivés à ±50 % (Hutchinson *et al.*, 2007). La limite de confiance à 95 % du coefficient d'émission proposée dans les recommandations du GIEC (GIEC, 2006) est de ±90 %.

A3.4.3.2 Prairies converties en terres cultivées

La conversion de prairies indigènes en terres cultivées entraîne généralement des déperditions de COS et d'azote organique du sol, ce qui a pour effet de rejeter du CO₂ et du N₂O dans l'atmosphère.

Un certain nombre d'études sur les changements du COS et de l'azote organique du sol dans les prairies converties en terres cultivées ont été menées dans les zones de sol brun, brun foncé et noir des Prairies du Canada; McConkey *et al.* (2007a) en résumant les résultats.

Déperditions de carbone organique du sol

D'après les observations de terrain, la déperdition moyenne de COS s'établit à 22 % (McConkey *et al.*, 2007a). Bon nombre des études comportaient des comparaisons dans les 30 ans suivant la mise en culture, alors que d'autres étaient réalisées 70 ans ou plus après la mise en culture. Étant donné que beaucoup de ces études ne précisaient pas le délai écoulé depuis la mise en culture, on présume qu'une déperdition de 22 % du COS correspond à un intervalle d'environ 50 à 60 ans après la mise en culture.

Le modèle CENTURY (version 4.0) est utilisé pour estimer la dynamique du COS résultant de la conversion des prairies en terres cultivées pour les tchernoziomes bruns et brun foncé (-----

Figure A3-15). Peu après la mise en culture, on constate une augmentation de la matière organique du sol, étant donné que la biomasse souterraine des herbes fait maintenant partie du COS. Au bout de quelques années, le COS baisse en deçà de la quantité de COS qui existait dans les conditions de prairie. Le taux de diminution du COS ralentit progressivement avec le temps.

⁷⁴ G. Padbury et G. Patterson (Agriculture et Agroalimentaire Canada), communication personnelle à Chang Liang (Environnement Canada), 2003.

Si l'on ne tient pas compte de l'augmentation initiale du COS attribuable au C qui est ajouté par les racines mortes depuis peu, cette dynamique du COS est décrite par l'équation suivante :

Équation A3-46:

$$\Delta\text{COS}(t) = \Delta\text{COS}_{\text{Bmax}} \times \left[1 - \exp^{(-k_B \times [t - t_{\text{lag}}])} \right]$$

où :

- $\Delta\text{COS}(t)$ = variation du COS pour la $t^{\text{ième}}$ année après la conversion, en Mg C/ha
 $\Delta\text{COS}_{\text{Bmax}}$ = le changement ultime maximal du COS des prairies à la terre cultivée, MgC/ha
 k_B = vitesse constante qui décrit la décomposition
 t = temps écoulé depuis la mise en culture des prairies, en années
 t_{lag} = temps écoulé avant que le ΔCOS ne devienne négatif, en années

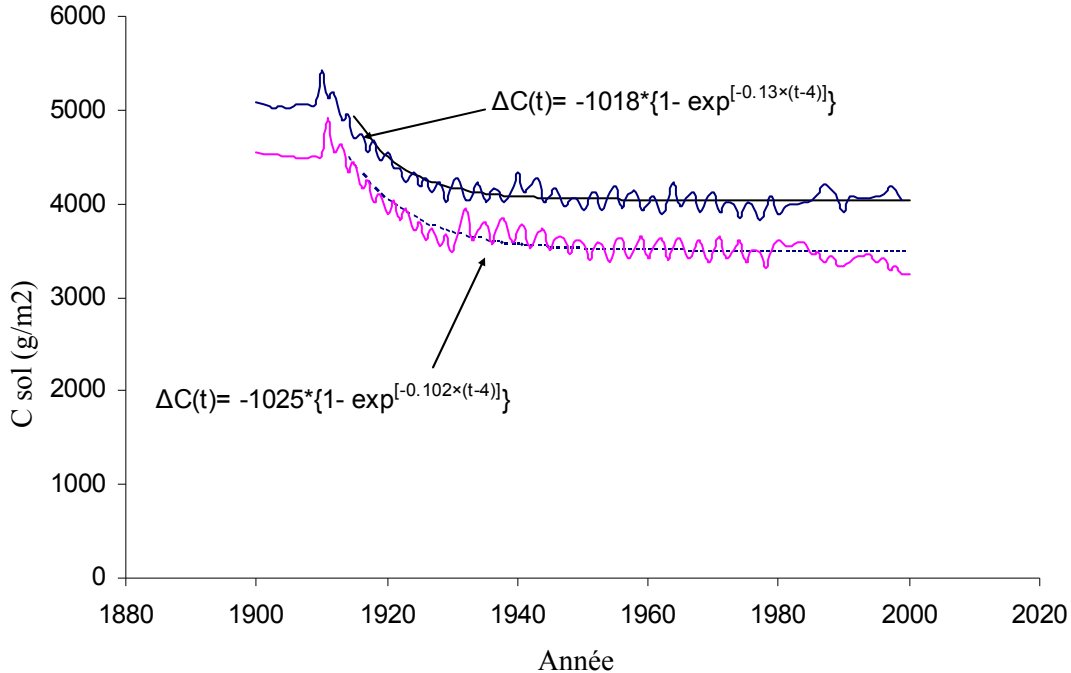


Figure A3-15: Dynamique du COS simulée sur un siècle après conversion de prairies en terres agricoles pour des sols tchernoziémiques bruns (rose) et foncés (noir)

Si on suppose que la perte de 22 % survenue environ 50 à 60 ans après la mise en culture initiale représentait la perte totale, la valeur de $\Delta\text{COS}_{\text{Bmax}}$ s'établit alors à $0,22/(1-0,22) = 28$ % du COS stabilisé sous des conditions de culture. Étant donné l'incertitude de la dynamique réelle, on n'a présumé aucun décalage dans la déperdition de COS depuis la mise en culture des prairies jusqu'au déclin immédiat suivant la mise en culture. Compte tenu de ces hypothèses, l'équation générale qui permet de prédire la déperdition de COS à partir de la mise en culture des prairies devient la suivante :

Équation A3-47:

$$\Delta\text{SOC}(t) = 0.28 \times \text{SOC}_{\text{agric}} \times \left[1 - \exp^{(-0.12 \times t)} \right]$$

où :

- $\Delta\text{SOC}(t)$ = variation du COS pour la t^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha
 t = temps écoulé depuis la mise en culture, en années
 $\text{SOC}_{\text{agric}}$ = COS de 0 à 30 cm, tiré de la Base de données nationales sur les sols de SISCan pour le profil pédologique des terres agricoles (terres cultivées), en Mg C/ha

C'est ainsi que les déperditions totales de COS dans les prairies converties en terres cultivées ont été calculées à l'aide de la méthode de niveau 2 du GIEC :

Équation A3-48:

$$\Delta C_{\text{PR-TC}} = \sum_{1951-2006} \sum_{\text{TOUSPPC}} \sum_t (\Delta\text{COS}_t \times \text{AIRE}_{\text{PR-TC}})$$

où :

- $\Delta C_{\text{PR-TC}}$ = déperditions de COS attribuables à la conversion des prairies en terres cultivées de 1951 à 2007, en Mg C
 TOUSPPC = tous les polygones du sol qui contiennent des prairies
 t = temps qui s'est écoulé depuis la conversion de la prairie, en années
 ΔCOS_t = variation du COS pour la t^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha
 $\text{AIRE}_{\text{PR-TC}}$ = superficie des prairies converties en terres cultivées, en ha

Déperditions de l'azote organique du sol et émissions de N₂O

On estime que la variation de la concentration en azote organique du sol correspond à une proportion fixe des pertes de carbone. Lorsqu'on décelait à la fois des fluctuations de l'azote organique du sol et du COS, on a déterminé que la fluctuation moyenne de l'azote organique du sol était de 0,06 kg N perdu/kg C (McConkey *et al.*, 2007a). Ainsi, les émissions de N₂O dans les prairies converties en terres cultivées ont été calculées au moyen de la méthode de niveau 2 du GIEC :

Équation A3-49:

$$\text{N}_2\text{O}_{\text{PR-TC}} = \sum_{1951-2006} \sum_{\text{TOUSPPC}} \sum_t (\Delta\text{COS}_t \times \text{AIRE}_{\text{PR-TC}} \times 0,06 \times \text{CE}_{\text{BASE}}) \times \frac{44}{28}$$

où :

- $\text{N}_2\text{O}_{\text{PR-TC}}$ = émissions de N₂O attribuables à la conversion des prairies en terres cultivées depuis 1951, en kt
 TOUSPPC = tous les polygones du sol qui contiennent des prairies

t	=	temps qui s'est écoulé depuis la conversion de la prairie, en années
ΔCOS_t	=	variation du COS pour la tième année après la conversion, en Mg C/ha
AIRE _{PR-TC}	=	superficie des prairies converties en terres cultivées, en ha
0,06	=	rapport entre les pertes de NO et de CO
CE _{BASE}	=	coefficient d'émission de base, défini comme une fonction des normales climatiques à long terme (précipitations mensuelles divisées par l'évapotranspiration potentielle de mai à octobre; P/EP) à l'échelle de l'écodistrict (voir la section A3.3.6 de la présente annexe)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N ₂ O et celui du N ₂

Sources

Pour les années de recensement 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006, les pâturages non bonifiés au niveau des PPC proviennent de la base de données « reconfigurée » du Recensement de l'agriculture vers les polygones SLC. Pour 1951, 1961 et 1971, les totaux provinciaux des pâturages non bonifiés ont été subdivisés selon les PPC en fonction de la répartition en vigueur en 1981. Dans un PPC, les pâturages non bonifiés ont été affectés aux composantes du sol cotées « faibles » en ce qui concerne la « probabilité d'être cultivées ». Une fois attribuées aux polygones des PPC, les superficies totales des pâturages non bonifiés ont été regroupées au niveau de l'écodistrict ou de l'unité de rapprochement, comme prescrit pour chaque année depuis 1990. On a attribué les superficies de conversion de prairies aux polygones qui affichaient un accroissement de la superficie des terres cultivées, tout en veillant à préserver la cohérence par rapport à la perte totale de prairies au sein de l'unité de rapprochement.

Degré d'incertitude

La conversion de prairies agricoles en terres cultivées est permise, contrairement à la conversion dans l'autre. L'incertitude de la superficie soumise à cette conversion dans un écodistrict donné ne peut être plus grande que l'incertitude de la superficie finale des terres cultivées ou de la superficie initiale de prairie. Par conséquent, on a établi le degré d'incertitude de la superficie de conversion au moindre du degré d'incertitude de la superficie des terres cultivées ou de celle des prairies. On a présumé que le coefficient de mise à l'échelle était le même que pour les conversions entre cultures annuelles et vivaces (McConkey *et al.*, 2007b).

A3.4.3.3 Forêts converties en terres cultivées

Émissions de CO₂ et de N₂O des sols

Le défrichage des forêts pour accroître la superficie de terres agricoles est en baisse, mais reste important au Canada. La présente section décrit la méthode d'estimation des changements des émissions de CO₂ et de N₂O se rattachant aux perturbations du sol. La méthode d'estimation des émissions de la biomasse au moment de la conversion est présentée à la section A3.4.2.3. En ce qui concerne les fluctuations du COS, il faut faire la distinction entre l'est et l'ouest du pays.

Est du Canada

Il existe quantité d'observations qui comparent le COS dans les terres couvertes de forêts et les terres agricoles attenantes dans l'Est du Canada. La déperdition moyenne de C était de 20,3 % à une profondeur d'environ 30 cm (McConkey *et al.*, 2007a). Cette valeur est comparable à celle qu'on retrouve dans la base de données des sols de SISCan (Tableau A3-35), laquelle montre qu'en moyenne, le COS dans la couche supérieure de 30 cm des sols affectés à l'agriculture était inférieur de 20,5 % au carbone dans les sols couverts de forêts.

Tableau A3-35: COS dans les terres forestières et agricoles de l'est et de l'ouest du Canada selon le Système d'information sur les sols du Canada (profondeur de sol de 0 à 30 cm)

Texture du sol	Carbone organique du sol (Mg C/ha)		Différence (%)
	Terre forestière ¹	Terre cultivée ¹	
Est du Canada			
Grossière	85 (26)	68 (42)	-20
Moyen	99 (38)	77 (35)	-22
Fine	99 (58)	78 (36)	-21
Ouest du Canada			
Grossière	73 (39)	74 (38)	0
Moyen	66 (30)	73 (30)	4
Fine	74 (38)	77 (25)	1

Note :

1. L'écart-type est entre parenthèses.

Même si, dans le

Tableau A3-35, le COS des terres boisées représente le C dans la couche de litière au-dessus du sol minéral, dans la pratique, il subsiste toujours un degré d'incertitude rattaché à la quantification du C dans la couche de litière et du C dans les débris du sol (Paul *et al.*, 2002). L'érosion du sol, dont on présume généralement qu'elle augmente dans les sols affectés à l'agriculture, a aussi pour effet de réduire le COS mesuré dans les sols agricoles.

On a utilisé le modèle CENTURY (version 4.0) pour estimer la dynamique du COS résultant de la conversion des forêts. La Figure A3-16 donne un exemple d'une telle dynamique. Au cours des premières années qui suivent le déboisement, on constate une augmentation de la matière organique du sol, car la litière et la MOM aérienne et souterraine deviennent partie intégrante du COS. Au bout de quelques années, le COS baisse en deçà de la quantité qui existait avant le déboisement. Le taux de diminution du COS ralentit progressivement avec le temps.

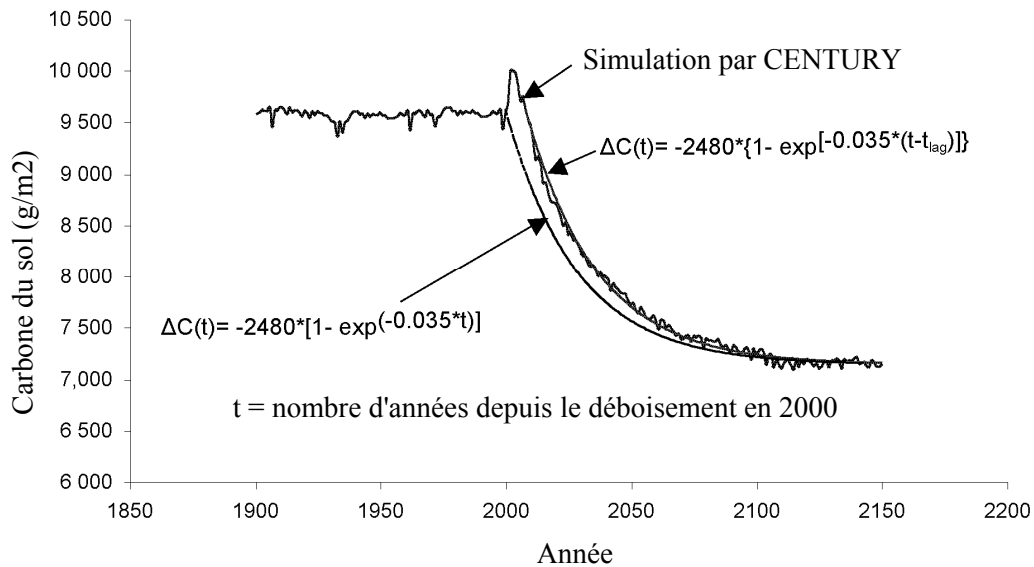


Figure A3-16: COS simulé selon le modèle CENTURY après le déboisement d'une forêt caducifoliée de longue durée convertie en terres cultivées

L'équation suivante a été ajustée aux résultats du modèle CENTURY dans la Équation A3-40, en négligeant l'augmentation initiale du COS :

Équation A3-50:

$$\Delta\text{COS}(t) = \Delta\text{COS}_{\text{Dmax}} \times \left[1 - \exp^{(-k_D \times [t - t_{\text{lag}}])} \right]$$

où :

$\Delta\text{COS}(t)$	=	variation du COS pour la $t^{\text{ième}}$ année après la conversion, en Mg C/ha
$\Delta\text{COS}_{\text{Dmax}}$	=	changement ultime du COS depuis le déboisement jusqu'à l'agriculture, Mg C/ha
k_D	=	constante qui décrit la décomposition, par année
t	=	temps écoulé depuis le déboisement, en années
t_{lag}	=	temps écoulé avant que ΔCOS ne devienne négatif, en années

Dans l'exemple illustré à la -----

Figure A3-16, 25 % des pertes de C se produisent dans les 20 ans qui suivent le déboisement et 90 %, dans les 100 ans. Compte tenu de l'incertitude de la dynamique réelle, on a présumé qu'il n'y avait pas de décalage dans la déperdition du COS depuis le déboisement, de sorte que le COS commence à régresser immédiatement après le déboisement; on utilise donc la déperdition de COS rajustée (Équation A3-40) pour estimer la déperdition de COS avec un décalage fixé à 0 après rajustement. Le rajustement de l'Équation A3-40 en fonction des simulations illustrées à la Figure A3-16. La Figure A3-16 donne une valeur moyenne de k_D de 0,0262/an. Si l'on utilise

cette valeur, on constate que 92,7 % de la déperdition de COS survient 100 ans après le déboisement.

On a supposé que la perte moyenne de 20,5 % de COS découlant du déboisement des terres au profit de l'agriculture dans l'est du Canada, estimée à partir des données du système SISCan, correspondait à la période d'environ 100 ans écoulée depuis le déboisement. Ainsi, la valeur de $\Delta\text{COS}_{\text{Dmax}}$ s'établit à 1/0,927 fois cette valeur, soit 22,1 % du COS des zones forestières à long terme. Comme la base de données SISCan contient plus de données sur le COS dans les conditions de culture à long terme que sur le COS dans des conditions forestières à long terme dans les régions où on trouve des terres cultivées, les pertes maximales de COS ont été calculées par rapport à un COS de terres cultivées stabilisées (perte = $0,221/(1-0,221) \times \text{COS}$, ou = $0,284 \times \text{COS}$ dans des conditions de culture). Ainsi, l'équation finale qui permet d'estimer la déperdition de COS attribuable au déboisement au profit de l'agriculture dans l'est du Canada est la suivante :

Équation A3-51:

$$\Delta\text{COS}(t) = 0,284 \times \text{COS}_{\text{agric}} \times \left[1 - \exp^{(-0,0262 \times t)} \right]$$

où :

$\Delta\text{COS}(t)$	=	variation du COS pour la t ^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha
$\text{COS}_{\text{agric}}$	=	COS de 0 à 30 cm, d'après les données de SISCan pour un profil de terre cultivée, en Mg C/ha
-0,0262	=	constante qui décrit la décomposition, par année
t	=	temps écoulé depuis le déboisement, en années

Ainsi, la quantité totale de COS perdu des terres forestières converties en terres cultivées est estimée de la manière suivante :

Équation A3-52:

$$\Delta\text{C}_{\text{TF-TC}} = \sum_{\text{TOUS PPC}} \sum_{t_1, t_2} \sum_{t_1+1, t_2} (\Delta\text{COS}_t \times \text{AIRE}_{\text{TF-TC}, t})$$

où :

$\Delta\text{C}_{\text{TF-TC}}$	=	perte totale de COS dans les terres forestières converties en terres cultivées depuis 1970, en Mg C/ha
t	=	temps écoulé depuis la conversion, en années
TOUS PPC	=	tous les polygones du sol qui contiennent des terres forestières converties en terres cultivées
ΔCOS_t	=	variation du COS pour la t ^{ième} année après la conversion, en Mg C/ha (voir l'Équation A3-41)
$\text{AIRE}_{\text{TF-TC}, t}$	=	perte totale de carbone dans les terres forestières converties en terres cultivées chaque année depuis 1970, ha

Signalons que la perte de COS définie par l'Équation A3-42 s'ajoute aux variations du stock de carbone dans la biomasse ligneuse et dans la MOM ligneuse qui existait dans la forêt au moment du déboisement.

D'après les observations effectuées sur le terrain, on a établi la variation moyenne de la concentration de N dans l'est du Canada à $-5,2\%$, soit $0,4\text{ Mg N/ha}$ (McConkey *et al.*, 2007a). Pour les comparaisons où l'on a déterminé à la fois la déperdition de N et de C, la déperdition correspondante de C est de $19,9\text{ Mg C/ha}$, et la déperdition de carbone est 50 fois supérieure à celle de N. Par souci de simplicité, on a présumé que la déperdition de N était fixée à une valeur constante de 2% de la déperdition de C. Ainsi, les émissions de N_2O des terres forestières converties en terres cultivées sont estimées de la manière suivante :

Équation A3-53:

$$\text{N}_2\text{O}_{\text{TF-TC}} = \sum_{1951-2006} \sum_{\text{TOUSPPC}} \sum_t (\Delta\text{COS}_t \times \text{AIRE}_{\text{TF-TC}} \times 0,02 \times \text{CE}_{\text{BASE}}) \times \frac{44}{28}$$

où :

$\text{N}_2\text{O}_{\text{TF-TC}}$	=	émissions de N_2O attribuables à la conversion des forêts en terres cultivées depuis 1970, en kt
TOUS PPC	=	temps qui s'est écoulé depuis la conversion des forêts, en années
ΔCOS_t	=	variation du COS pour la t ème année après la conversion, en mg C/ha
$\text{AIRE}_{\text{TF-TC}}$	=	superficie des forêts converties en terres cultivées, en ha
0,02	=	conversion du C en N
CE_{BASE}	=	coefficient d'émission de base, défini comme une fonction des normales climatiques à long terme (précipitations mensuelles divisées par l'évapotranspiration potentielle de mai à octobre; P/EP) à l'échelle de l'écodistrict (voir la section A3.3.6 de la présente annexe)
44/28	=	rapport entre le poids moléculaire du N_2O et celui du N_2

Ouest du Canada

Une bonne part des sols agricoles actuels de l'Ouest du Canada étaient des prairies avant d'être cultivés. C'est ainsi que le déboisement a concerné principalement les forêts attenantes aux prairies. On constate également le déboisement limité des forêts de seconde venue qui ont poussé sur d'anciennes prairies depuis la suppression des feux de végétation grâce au développement agricole. Historiquement, le déboisement a été moins important que dans l'Est du Canada; c'est pourquoi la documentation offre moins de comparaisons entre le COS dans les sols forestiers et dans les sols agricoles.

Ce sont les données du SISCan qui autorisent les comparaisons les plus nombreuses du COS dans les sols forestiers et dans les sols agricoles (Tableau A3-35). En moyenne, ces données indiquent qu'il n'y a pas de déperdition de COS attribuable au déboisement. Cela semble indiquer qu'à long terme, l'équilibre entre les apports de C et la minéralisation du COS demeure semblable dans les sols agricoles et dans les sols forestiers. Il est important de savoir que la périphérie nord des secteurs agricoles de l'Ouest du Canada, où se produit actuellement la majeure partie du déboisement, est marginale pour ce qui est de l'agriculture arable; les pâturages et les cultures fourragères sont les principales utilisations agricoles après le défrichage. En général, la déperdition de C des forêts converties en terres cultivées sont moindres lorsque les terres agricoles portent des fourrages et des pâturages.

Pour l'Ouest du Canada, on n'a présumé aucune déperdition de COS à long terme résultant de la conversion des terres forestières en terres cultivées. C'est pourquoi la déperdition de C résultant du déboisement dans l'Ouest du Canada serait attribuable aux pertes de C dans la biomasse

aérienne et souterraine des arbres et dans la MOM ligneuse grossière qui existait dans la forêt au moment du déboisement. De même, les changements moyens de l'azote organique dans l'Ouest du Canada aux stations déboisées depuis au moins 50 ans étaient de +52 % (McConkey *et al.*, 2007a), ce qui traduit l'ajout appréciable de N aux systèmes agricoles par rapport à la situation des forêts. Toutefois, considérant le degré d'incertitude qui entache la dynamique du ratio C-N dans les sols en conditions de déboisement, on a présumé que les terres forestières converties en terres cultivées n'étaient pas une source de N₂O provenant du réservoir pédologique. Des émissions de N₂O sont déclarées chaque fois que la conversion s'accompagne d'une combustion de biomasse (voir la section A3.4.2.1).

Sources

La méthode qui a servi à estimer la superficie de terres forestières converties en terres cultivées est décrite à la section A3.4.2.2. La conversion annuelle de terres forestières par unité de rapprochement a été subdivisée en polygones des PPC en fonction des changements simultanés qui surviennent dans la superficie des terres cultivées dans les polygones des PPC. Seuls les polygones qui affichaient une hausse de la superficie des terres cultivées au cours de la période voulue ont été affectés au déboisement, et la quantité affectée équivaut à la proportion de l'augmentation totale des terres cultivées de ce polygone au sein de l'unité de rapprochement.

Degré d'incertitude

Le degré d'incertitude des changements du carbone dans chaque zone de déclaration a été estimé différemment dans l'est et dans l'ouest du Canada, en raison d'écarts entre les méthodes d'estimation (McConkey *et al.*, 2007b). Dans l'ouest du Canada, on a estimé un degré d'incertitude des variations du C, même si la valeur moyenne du coefficient de variation du COS était de zéro. L'hypothèse était que le degré d'incertitude des changements du COS après la conversion de forêts en terres cultivées dans l'ouest du Canada suivrait une tendance similaire à celle de l'est du Canada.

A3.4.4 Prairies

Les prairies agricoles sont des « pâturages non bonifiés » qui servent à l'alimentation du bétail domestique dans les régions géographiques où les prairies ne retournent pas naturellement à l'état de forêt si elles sont abandonnées, soit le Sud de la Saskatchewan et l'Alberta et une petite partie du Sud de la Colombie-Britannique. Ces prairies se sont développées au cours de millénaires de broutage par de grands animaux comme les bisons et de brûlage périodique. Essentiellement, les prairies agricoles peuvent être définies comme des grands parcours naturels aménagés de manière extensive.

Les principales activités humaines directes menées sur les prairies agricoles du Canada sont le brûlage, l'ajout de nouvelles espèces végétales dans les prairies et le volume, la durée et le moment du broutage par les animaux domestiques.

A3.4.4.1 Sources

Les données sur les activités proviennent de diverses sources, notamment du Recensement de l'agriculture, lequel recense les exploitations agricoles tous les cinq ans, et d'autres données recueillies par les gouvernements et les associations industrielles. La superficie des prairies aménagées peut se définir comme les terres que les agriculteurs dans les polygones des PPC appellent « pâturages non bonifiés » dans leurs réponses aux questions du Recensement. L'existence de prairies indigènes dans les polygones des PPC en dehors de l'écozone des Prairies

repose sur la présence de certains types de sols. La présence de tchernozioms, de brunisols sombriques et de brunisols mélaniques à l'état indigène dans le fichier des composantes des PPC, essentiellement en Colombie-Britannique, est considérée comme signe de l'existence de prairies indigènes.

Pour 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006, on a obtenu les valeurs des pâturages non bonifiés des PPC dans la base de données du Recensement de l'agriculture. Pour 1951, 1961 et 1971, les totaux provinciaux des pâturages non bonifiés ont été subdivisés en PPC reposant sur la distribution en 1981. Au sein d'un PPC, les pâturages non bonifiés ont été attribués aux composantes du sol identifiées comme présentant de faibles probabilités d'être cultivées. Une fois affectées aux polygones des PPC, les superficies totales des pâturages non bonifiés ont été regroupées à l'échelle d'un écodistrict ou d'une zone de déclaration, comme cela est prescrit chaque année depuis 1990.

A3.4.4.2 Démarche générale et méthodes

État des prairies

L'Administration du rétablissement agricole des Prairies (2000) a procédé à une évaluation des grands parcours dans l'écozone des Prairies en s'appuyant sur l'avis d'organismes responsables des terres publiques et d'experts en grands parcours, et a indiqué qu'environ la moitié des grands parcours du Canada était en mauvais état. On a également constaté que les systèmes d'aménagement des grands parcours s'étaient améliorés depuis plusieurs décennies, et que la principale difficulté était d'améliorer les grands parcours dont l'état est mauvais à bon plutôt que d'en empêcher la dégradation de se poursuivre. L'état des parcours se définit par rapport à leur productivité sur le plan du broutage et l'amélioration de leur biodiversité. L'envahissement des prairies par des espèces herbacées cultivées est un grave problème pour les prairies canadiennes (Administration du rétablissement agricole des Prairies 2000) en raison de ses effets néfastes sur la biodiversité (Bai *et al.*, 2001). Toutefois, on n'observe aucun rapport clair entre l'état d'un parcours, l'invasion des prairies par des graminées cultivées et le COS (McConkey *et al.*, 2007a).

Effet de l'aménagement des prairies sur le COS

D'après le Guide des bonnes pratiques du GIEC en matière d'utilisation des terres, de changement d'affectation des terres et de foresterie (GIEC, 2003), les prairies des régions tempérées et boréales dont l'état est dégradé comptent 95 % du COS que l'on trouve dans ceux dont l'état est intact, ce qui démontre la possibilité de modifier le COS en modifiant l'état des prairies.

Les documents scientifiques proposent trois méthodes pour améliorer l'état des prairies : 1) la gestion du broutage, 2) la gestion des incendies et 3) l'amendement du sol. Une bonne partie des gains possibles de COS résultant de la gestion du broutage sur les grands parcours provient d'une augmentation du broutage sur des pâturages qui, auparavant, n'ont jamais été broutés ou ne l'ont été que légèrement (Conant *et al.*, 2001; Schuman *et al.*, 2002; Liebig *et al.*, 2005), même si cette possibilité est faible au Canada, car les pâturages agricoles y sont déjà abondamment broutés (Lynch *et al.*, 2005).

Un certain nombre d'études ont été réalisées sur les effets du broutage par opposition au non-broutage sur le COS. Bien que la productivité des pâturages fortement broutés soit inférieure, ce qui peut se traduire par une dégradation de l'état du parcours, cela est sans rapport avec les baisses du COS (Biondini et Manske, 1996). L'effet du régime de broutage est complexe, en raison de ses effets sur la phytocénose et des apports de C dans le sol attribuables à la croissance aérienne et souterraine des végétaux (Schuman *et al.*, 2002; Liebig *et al.*, 2005). Une autre

influence du régime de broutage est la restitution accrue de C dans les matières fécales à mesure qu'augmente le taux de charge (Baron *et al.*, 2002). Bruce *et al.* (1999) ont estimé qu'il n'était pas possible d'accroître la quantité de COS découlant d'une amélioration de la gestion du broutage sur les grands parcours faisant l'objet d'une gestion extensive en Amérique du Nord. Dormaar *et al.* (1997) ont conclu que les sols en prairies indigènes sont très résistants aux pressions du broutage en ce qui concerne la quantité totale de COS.

Avant le développement de l'agriculture, les prairies brûlaient régulièrement, mais le brûlage fait aujourd'hui l'objet d'une forte suppression. Le brûlage des parcours a contribué à faire augmenter la quantité de COS au Canada (Anderson et Bailey, 1980). Il s'agit d'un effet observé partout dans le monde, comme en témoigne la production relativement stable de carbone noir (Gonzalez-Perez *et al.*, 2004). Toutefois, en raison de la stabilité de ce C noir, responsable des hausses nettes du COS résultant du brûlage périodique, il se peut que la suppression actuelle des incendies empêche toute autre augmentation du COS. Aucune preuve ne permet cependant de conclure que la suppression des incendies entraîne une baisse significative du COS. Les flux annuels de CO₂ indiquent que les pâturages broutés sans brûlage semblent ne servir à long terme ni de source, ni de puits de CO₂ (Frank, 2002).

L'ajout de fertilisants organiques et d'engrais inorganiques a pour effet d'améliorer la productivité des prairies indigènes (Smoliak, 1965), ce qui incite à penser que ces pratiques pourraient accroître la quantité de COS grâce à des apports de C accrus. Néanmoins, ces pratiques présentent essentiellement un intérêt théorique, car les seules options de gestion pratiques sur le plan économique en ce qui concerne les prairies semi-arides consistent à modifier le régime de broutage, à pratiquer le brûlage et à introduire de nouvelles espèces végétales (Liebig *et al.*, 2005).

Il n'existe pas de données détaillées exhaustives sur les activités relatives aux changements de gestion des prairies agricoles du Canada. Toutefois, même si ces données existaient, rien n'indique que ces prairies perdront ou gagneront du COS en réponse à des activités humaines directes. C'est la raison pour laquelle on n'estime pas actuellement les fluctuations du C dans les prairies agricoles.

A3.4.5 Terres humides

A3.4.5.1 Tourbières

Environ 14 kha de tourbières sont actuellement aménagés au Canada pour la production de tourbe horticole. La superficie cumulative de tourbières jamais aménagées à cette fin se chiffre à 24 kha, l'écart étant les tourbières qui ne produisent plus. La production consiste uniquement en tourbe horticole; le Canada ne produit pas de tourbe destinée à servir de combustible.

Pratiquement toute l'extraction de tourbe au Canada se fait par des moyens pneumatiques. Néanmoins, de nombreuses tourbières abandonnées étaient jadis exploitées au moyen de la méthode des blocs de coupe, qui influe sur la dynamique de la repousse de la végétation après l'abandon.

En raison des techniques d'extraction et des propriétés souhaitées de la tourbe de sphaigne, au moment de la sélection du site, on accorde la préférence, entre autres choses, aux tourbières qui

comportent peu de végétation ligneuse, mais qui répondent néanmoins à la définition de « forêt » aux fins de la déclaration des GES (Association canadienne de tourbe de sphaigne⁷⁵).

Démarche générale et méthodes

L'estimation s'est limitée aux émissions de CO₂ des terres converties en terres humides (tourbières) et des tourbières dont la vocation n'a pas changé. L'estimation englobe les sources suivantes : défrichage et décomposition subséquente de la végétation, décomposition des sols organiques aux sites drainés au cours de l'année d'inventaire et dans les champs exploités, tas de tourbe, champs de tourbe abandonnés et tourbières remises en état. Au cours d'une année d'inventaire donnée, les émissions des terres converties pour l'extraction de tourbe sont exprimées par l'Équation A3-44:

Équation A3-54:

$$\text{CO}_2 - \text{C}_{\text{L_Tourbe}} = \text{CO}_2 - \text{C}_{\text{BIOMASSE}} + \text{CO}_2 - \text{C}_{\text{MOM résiduelle}} + \text{CO}_2 - \text{C}_{\text{SOLS drainés}} + \text{CO}_2 - \text{C}_{\text{SOLS extracti}}$$

où :

$\text{CO}_2 - \text{C}_{\text{L_Tourbe}}$	=	émissions totales de carbone sous forme de CO ₂ des terres converties en terres humides (pour l'extraction de tourbe)
$\text{CO}_2 - \text{C}_{\text{BIOMASSE}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO ₂ imputables à la déperdition de carbone au profit des produits forestiers lors du défrichage
$\text{CO}_2 - \text{C}_{\text{MOM résiduelle}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO ₂ imputables à la décomposition de la végétation défrichée 20 ans ou moins avant l'année d'inventaire
$\text{CO}_2 - \text{C}_{\text{SOLS drainés}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO ₂ imputables à l'oxydation de la matière organique du sol dans les tourbières drainées durant l'année d'inventaire
$\text{CO}_2 - \text{C}_{\text{SOLS extraction}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO ₂ imputables à l'oxydation de la matière organique du sol dans les tourbières converties il y a 20 ans ou moins
$\text{CO}_2 - \text{C}_{\text{SOLS tas}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO ₂ imputables à l'oxydation de la tourbe entassée dans les tourbières converties il y a 20 ans ou moins

On estime la quantité de biomasse avant la conversion (ou de biomasse défrichée) à une moyenne de 20 t C/ha. Au moment du défrichage, tout le carbone de la biomasse est transféré dans des produits forestiers ou dans la MOM, laquelle commence à se décomposer la même année, suivant une courbe de décomposition exponentielle.

Dans les terres humides dont la vocation n'a pas changé (tourbières), les émissions sont exprimées selon l'Équation A3-45:

Équation A3-55:

⁷⁵ . Disponible sur Internet à l'adresse <http://www.peatmoss.com/pm-harvest.php>.

$$\text{CO}_2 - C_{\text{Tourbe}} = \text{CO}_2 - C_{\text{MOM résiduelle}} + \text{CO}_2 - C_{\text{SOLS extraction}} + \text{CO}_2 - C_{\text{SOLS tas}} + \text{CO}_2 - C_{\text{SOLS abandonnés}}$$

où :

$\text{CO}_2 - C_{\text{Tourbe}}$	=	émissions totales de carbone sous forme de CO_2 imputables aux terres humides dont la vocation n'a pas changé (tourbières)
$\text{CO}_2 - C_{\text{MOM résiduelle}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à la décomposition de la biomasse défrichée 20 ans ou moins avant l'année d'inventaire
$\text{CO}_2 - C_{\text{SOLS extraction}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à l'oxydation de la matière organique du sol dans les tourbières converties il y a plus de 20 ans
$\text{CO}_2 - C_{\text{SOLS tas}}$	=	émissions de carbone sous forme de CO_2 imputables à l'oxydation de la tourbe entassée dans les tourbières converties il y a plus de 20 ans
$\text{CO}_2 - C_{\text{SOLS abandonnés}}$	=	émissions/absorptions de carbone sous forme de CO_2 résultant de la production nette des tourbières abandonnées dans l'écosystème
$\text{CO}_2 - C_{\text{SOLS rétablis}}$	=	émissions/absorptions de carbone sous forme de CO_2 résultant de la production nette des tourbières rétablies dans l'écosystème

Les émissions du sol d'une tourbière en production « $\text{CO}_2 - C_{\text{SOLS extraction}}$ » sont estimées au moyen d'un seul coefficient d'émission qui reflète les taux d'oxydation de la tourbe. Les émissions des tas de tourbe sont calculées suivant une courbe de décomposition exponentielle.

Les tourbières abandonnées demeurent une source persistante de CO_2 atmosphérique (Waddington et McNeil, 2002), jusqu'à ce que l'absorption du carbone par la végétation qui repousse dépasse le taux de décomposition du sol et de la MOM résiduelle. Dans le modèle actuel, le coefficient d'émission dans les tourbières abandonnées est réduit d'un montant annuel fixe qui reflète l'effet de l'établissement progressif de la végétation et la lente diminution des émissions sur plusieurs décennies.

Les pratiques actuelles de remise en état consistent à obstruer les fossés de drainage, à semer le champ de spores de mousse fraîche et à étaler une couche de paille sur les tourbières abandonnées (pour en empêcher le dessèchement). Les premières années de remise en état, la décomposition de la paille peut accroître les émissions de CO_2 , jusqu'à ce que la végétation se soit rétablie. Le piégeage net du carbone dans les tourbières remises en état est présumé survenir au bout de cinq ans, et son taux est par la suite maintenu constant.

On présume que la saison de non-croissance dure six mois. Durant cette période, les émissions représentent 15 % des émissions annuelles totales de CO_2 de l'écosystème, et la production brute primaire est nulle durant la saison de non-croissance. Le Tableau A3-36 indique les principales valeurs appliquées à l'établissement des estimations. Les estimations du degré d'incertitude proviennent du jugement d'experts.

Tableau A3-36: Paramètres et coefficients d'émission permettant d'estimer les émissions de CO₂-C des terres humides (tourbières)

Coefficient d'émission/paramètre	Unité	Valeur	Incertitude (%)
Biomasse défrichée	t C/ha	20	100
Constante exponentielle de décomposition, MOM		0,05	75
Coefficient d'émission dans les champs récemment drainés	g CO ₂ -C/m ² par an	351	75
Coefficient d'émission dans les champs en production	g CO ₂ -C/m ² par an	1 019	75
Constante exponentielle de décomposition, tas		0,05	75
Diminution annuelle du coefficient d'émission, champs abandonnés			
Extraction pneumatique	g CO ₂ -C/m ² par an	15	75
Blocs de coupe	g CO ₂ -C/m ² par an	35	75
Coefficient d'émission, tourbières remises en état			
Première année	g CO ₂ -C/m ² par an	1 753	75
>cinq ans	g CO ₂ -C/m ² par an	-8E+01	75

Sources

Les renseignements sur la superficie affectée à la production de tourbe au Canada sont assez rares. L'Association canadienne de tourbe de sphaigne confirme qu'en 2004, 14 000 ha étaient en production (dérivé de Cleary, 2003); il s'agit d'une hausse de près de 76 % par rapport à 1990. À ce moment, on comptait au total 18 000 ha de terres actives ou abandonnées⁷⁶. On a estimé les superficies en production entre 1990 et 2004 au moyen d'une régression linéaire simple ajustée aux tendances générales de la production totale de tourbe. On a présumé que la superficie annuelle drainée pour l'extraction de tourbe était égale à la différence dans les superficies totales affectées à la production d'une année à l'autre, moins le nombre de tourbières abandonnés ou remises en état. Grâce à la technique d'extraction pneumatique, la durée de vie moyenne d'un champ de tourbe en exploitation est d'environ 35 ans (Cleary, 2003). Par défaut, on déclare les terres converties il y a plus de 20 ans dans la catégorie des terres humides (tourbières) dont la vocation n'a pas changé.

Degré d'incertitude

Les coefficients d'émission proviennent des mesures des flux effectuées essentiellement dans des tourbières abandonnées, ce qui introduit un degré d'incertitude important lorsqu'on l'applique aux tourbières actives et aux tas de tourbe. Toutes les mesures ont été prises dans l'Est du Canada, ce qui ajoute un degré d'incertitude aux estimations relatives à l'Ouest du Canada. On a supposé une seule estimation de la densité du carbone de la biomasse avant la conversion (20 t C/ha) correspondant aux peuplements forestiers de piètre qualité.

⁷⁶ Gerry Hood, président de l'Association canadienne de tourbe de sphaigne, communication personnelle à Dominique Blain, Environnement Canada, 15 décembre 2006.

A3.4.5.2 Terres submergées

Démarche générale et méthodes

Conformément au Guide des bonnes pratiques du GIEC en matière d'utilisation des terres, de changement d'affectation des terres et de foresterie (GIEC, 2003), on a estimé les émissions des terres converties en terres humides (création de terres submergées, notamment des réservoirs) pour tous les réservoirs dont on sait qu'ils sont submergés depuis moins de 10 ans. Seules les émissions de CO₂ sont déclarées. On a utilisé la méthode de niveau 2 du GIEC, établissant des coefficients d'émission de CO₂ propres à chaque pays en fonction des mesures décrites ci-dessous. On trouvera des détails dans Blain *et al.* (2007). On estime que la méthode par défaut, qui présume que tout le carbone de la biomasse est émis au moment de la submersion, a pour effet de surestimer les émissions associées au déboisement immédiat résultant de la création d'un réservoir, étant donné que la majeure partie de la biomasse de la végétation submergée ne se décompose pas avant longtemps.

Deux méthodes complémentaires d'estimation ont servi à comptabiliser les flux de GES des terres submergées, selon les pratiques de conversion des terres. Lorsqu'il y avait des preuves de déboisement ou de brûlage avant la submersion, on a estimé les émissions immédiates et résiduelles de tous les réservoirs de carbone comme pour tous les phénomènes de conversion des forêts depuis 1970, au moyen du MBC-SFC3 (voir la section A3.4.2.1. Il est à noter que les émissions associées au déboisement en vue de l'aménagement d'infrastructures sont déclarées au titre de la conversion de forêts en établissements.

En l'absence de telles preuves, on a supposé que la totalité de la végétation était simplement submergée, conduisant à l'émission - sous forme de CO₂ - d'une fraction du carbone submergé à partir de la surface du réservoir. La proportion de la superficie submergée qui était auparavant boisée a été utilisée pour attribuer les émissions soit aux « terres forestières converties en terres humides », soit aux « autres terres converties en terres humides ».

Depuis 1993, des mesures des flux de CO₂ ont été prises au-dessus de 57 réservoirs hydroélectriques dans 4 provinces : le Québec, le Manitoba, la Colombie-Britannique et Terre-Neuve-et-Labrador (Duchemin, 2006). Dans la plupart des études, les réservoirs étaient situés dans des bassins hydrographiques peu touchés par l'activité humaine, à l'exception notoire du Manitoba. Dans presque tous les cas, on a uniquement mesuré les flux diffusifs de CO₂, de CH₄ ou de N₂O (par ordre de fréquence). Les études sur l'ébullition, les émissions de dégazage et les émissions hivernales sont rares et insuffisantes pour justifier l'établissement de coefficients d'émission intérieurs. Sur les réservoirs qui ont fait l'objet de mesures, un sous-ensemble de 25 réservoirs a été retenu pour tracer deux courbes séparées d'émissions régionales pour la période de 20 ans qui a suivi la construction du barrage. Pour les écozones de la taïga, boréales et des plaines hudsoniennes (zones de déclaration 4, 5, 8 et 10), une courbe d'émission a été tracée à partir de 9 réservoirs et d'un total de 17 mesures (Figure A3-17a). La courbe d'émission pour la cordillère montagnarde (zone de déclaration 14) a été tracée à partir de 16 réservoirs et d'un total de 16 mesures (Figure A3-17b). Il importe de signaler que chacune de ces mesures (données simples à la Figure A3-17) représente en moyenne l'intégration de 8 à 28 échantillons de flux par réservoir.

On a eu recours à l'analyse de régression non linéaire pour paramétrer les courbes d'émission sous la forme suivante :

Équation A3-56:

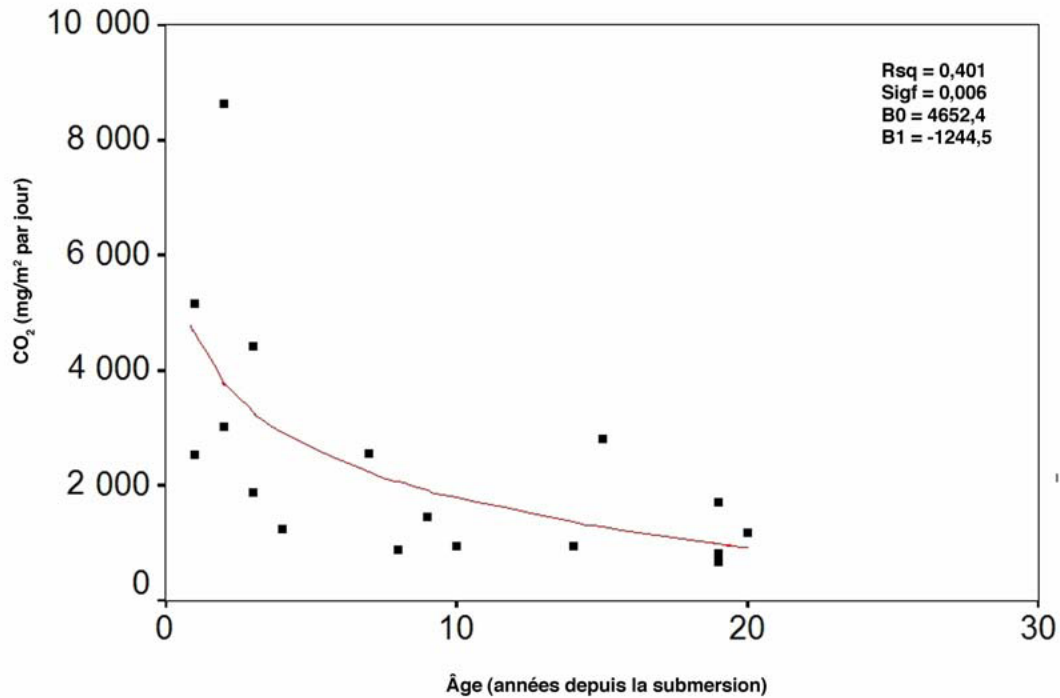
$$\text{CO}_2 \text{ taux L_réservoir} = b_0 + b_1 \times \ln(t)$$

où :

- $\text{CO}_2 \text{ taux L_réservoirs}$ = taux des émissions de CO_2 des terres converties en terres humides (réservoirs), en mg/m^2 par jour
 b_0, b_1 = paramètres de courbe, sans unités
 t = temps écoulé depuis la submersion, en années

Les rapports entre les flux diffus de CO_2 et l'âge des réservoirs étaient plus faibles et moins significatifs pour l'écozone de la cordillère montagnarde. Signalons qu'il n'y avait que 2 mesures des flux datant de moins de 20 ans dans le modèle rajusté en fonction de la cordillère montagnarde.

(a)



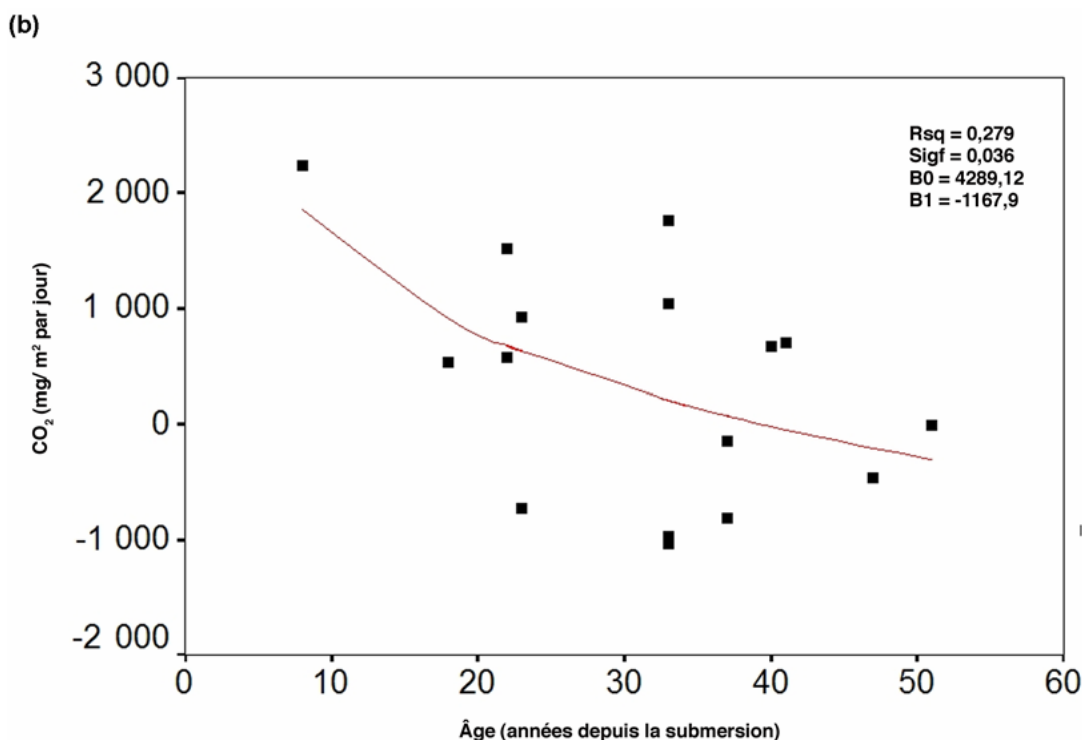


Figure A3-17: Courbe logarithmique rajustée en fonction a) des réservoirs de l'écozone de la taïga/boréale/plaine hudsonienne et b) des réservoirs de la cordillère montagnarde

Note :

Les paramètres des courbes sont indiqués, de même que les coefficients de détermination et leur importance.

Les émissions totales de CO₂ de la surface des réservoirs ont été estimées comme étant la somme de toutes les émissions des réservoirs submergés depuis 10 ans ou moins :

Équation A3-57:

$$CO_{2L_réservoirs} = \sum (CO_{2\text{taux } L_réservoir} \times A_{réservoir} \times \text{Jours}_{\text{sans glace}} \times 10^{-8})$$

où :

CO _{2L_réservoirs}	=	émissions des terres converties en terres submergées (réservoirs), en Gg CO ₂ /an
CO _{2taux L_réservoirs}	=	taux des émissions de CO ₂ de chaque réservoir, en Mg/m ² par jour
A _{réservoir}	=	superficie du réservoir, en ha
Jours _{sans glace}	=	nombre de jours sans glace, en jours

Le paramètre A_{réservoir} a servi de meilleure estimation disponible de la superficie convertie en terres humides aménagées (réservoirs), même si, en réalité, les réservoirs peuvent contenir des îles, c'est-à-dire des terres émergées. La période sans glace se définit comme le nombre moyen de jours entre la date observée de prise des glaces et la date de bris de la glace sur un plan d'eau (Magnuson *et al.*, 2000). Dans le cas des réservoirs hydroélectriques, les emplacements ont été cartographiés et les estimations de la période sans glace ont été établies à partir de la carte d'isolignes de la période sans glace des lacs du Canada (Ressources naturelles Canada, 1974).

On a calculé les émissions à partir de l'année où s'est achevé le remplissage du réservoir. Les réservoirs mettent au minimum un an à se remplir après l'achèvement d'un barrage, à moins d'indication contraire.

Sources

Les deux principales sources des données qui ont servi à estimer la superficie sont : 1) les renseignements sur la conversion des forêts attribuable à la construction des réservoirs dans les zones de déclaration 4 et 5 (voir la section A3.4.2.2, Conversion des forêts); 2) la Base de données canadienne sur les réservoirs (Duchemin, 2002). Cette dernière contient 421 relevés des réservoirs hydroélectriques qui remontent à 1876. Sur ces réservoirs, 110 ont une superficie totale connue de 3 452 786 ha. La taille moyenne d'un réservoir est de 31 kha. La distribution de la superficie des réservoirs est faussée puisque 25 % des réservoirs les plus importants représentent plus de 95 % de toute la superficie des réservoirs de la base de données.

Étant donné que les émissions de CO₂ provenant de la surface des réservoirs ne sont déclarées que pour les 10 ans qui ont suivi la construction des réservoirs, tous les phénomènes de submersion postérieurs à 1980 ont été recensés. On a consulté les données des services publics hydroélectriques provinciaux et privés afin d'actualiser la base de données et de contre-vérifier la date de construction des réservoirs et la superficie totale de tous ces réservoirs. Dans certains cas, la base de données déclarait comme nouvelles installations certains sites de petite taille réaffectés à la production d'hydroélectricité dans la province de Québec qui sont entrés en service sous une nouvelle administration. C'est pourquoi une catégorie distincte a été ajoutée à la base de données pour illustrer à la fois la construction originale et l'entrée en service d'un barrage et la date à laquelle une installation hydroélectrique a été remise en état sans qu'aucun changement ne survienne dans la superficie du réservoir.

La tendance de la superficie submergée est caractérisée par deux périodes distinctes (Figure A3-18). La première, soit avant 1994, est marquée par une submersion à grande échelle survenue au début des années 1980 qui figure toujours comme terres converties en terres humides dans les années d'inventaire 1990 à 1993. Après 10 ans, ces réservoirs ont été retirés de la comptabilisation, et il y a eu une baisse correspondante de la superficie qui a atteint un plancher en 1994. Entre 1994 et 2005, il y a eu une augmentation restreinte mais uniforme de la superficie des nouveaux réservoirs, avec la survenue de plusieurs cas de submersion de petite à moyenne échelle. Trois réservoirs (Toulnustouc, Péribonka et Eastmain 1) ont récemment été créés; la mise en eau de Toulnustouc et d'Eastmain 1 a été achevée en 2006. On a commencé à prendre en compte les émissions du réservoir de Péribonka en 2007; le rapport de 2009 prend en compte les émissions attribuables au déboisement et à l'immersion de ces trois sites.

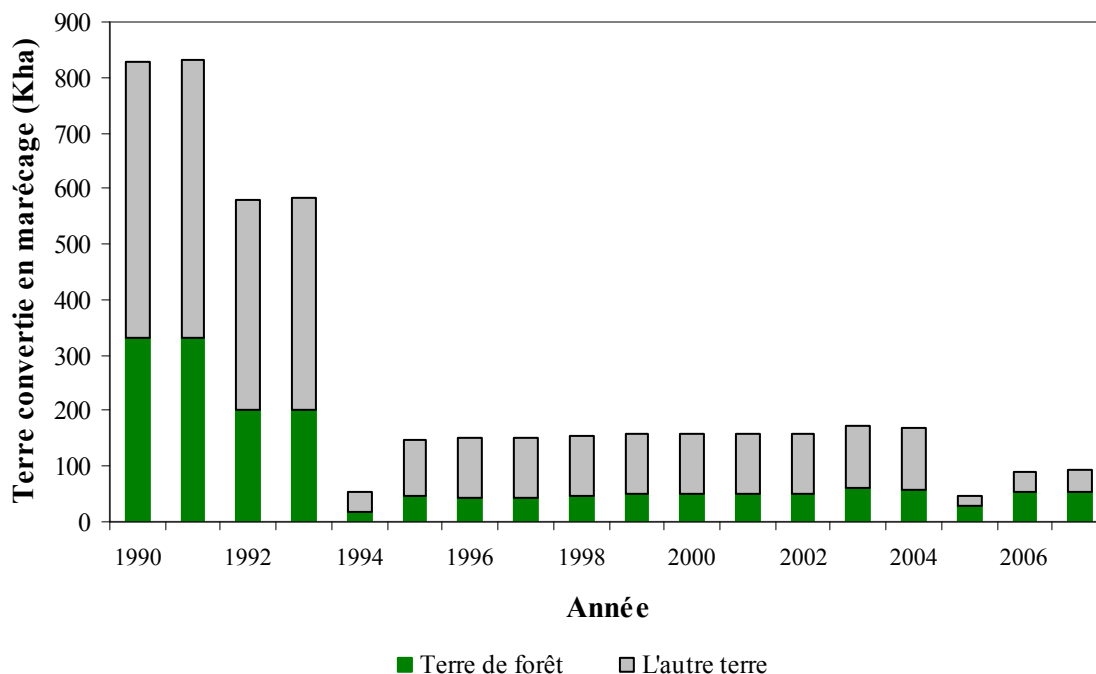


Figure A3-18: Superficies cumulatives de la catégorie Terres converties en terres humides (terres submergées)

Il importe de signaler que les changements de la superficie des terres converties en terres humides (réservoirs) déclarés dans les tableaux du CUPR ne sont pas indicatifs de changements dans les taux de conversion actuels, mais reflètent plutôt la différence entre les superficies converties récemment (il y a moins de 10 ans) en réservoirs et les réservoirs plus vieux (plus de 10 ans) dont les superficies ont été retirées de la comptabilisation. Le système de déclaration n'englobe pas la superficie de tous les réservoirs du Canada, laquelle est observée séparément dans la Base de données canadienne sur les réservoirs.

Degré d'incertitude

Une courbe temporelle reflète mieux la tendance à la baisse des émissions après la construction d'un barrage qu'un coefficient d'émission unique. C'est ainsi que la démarche intérieure devrait réduire le degré d'incertitude des coefficients d'émission. Toutefois, parmi les importantes sources résiduelles d'incertitude, il faut mentionner :

L'utilisation de deux courbes d'émission pour représenter tous les réservoirs récemment submergés au Canada. Alors que, dans l'Est du Canada, le temps qui s'est écoulé depuis la submersion explique près de 80 % de la variabilité entre réservoirs dans les émissions de CO₂, dans l'Ouest, le même paramètre ne représente que 50 % de la variabilité (Duchemin, 2006). Toutefois, la contribution relative des réservoirs de l'Ouest aux émissions totales représente moins de 2 % du total des émissions durant la période de déclaration.

Variabilité saisonnière. Certains réservoirs présentent une variabilité saisonnière marquée des flux de CO₂, dont on ne tient pas compte dans l'établissement des estimations. Selon certaines indications anecdotiques, la prolifération d'algues au printemps pourrait expliquer cette

variabilité, en particulier dans les réservoirs qui reçoivent des éléments nutritifs d'origine humaine.

L'omission de facteurs potentiellement importants d'émission de CO₂, comme le dégazage.

Améliorations prévues

Les améliorations prévues comprennent la production d'estimations améliorées de la biomasse sur pied antérieure à la conversion, une meilleure connaissance des pratiques de conversion tant pour l'extraction de la tourbe que pour la mise en eau des réservoirs, et l'intégration à la courbe des nouvelles mesures des émissions à mesure qu'elles deviennent disponibles.

A3.4.6 Zones de peuplement

Dans cette catégorie, les émissions et les absorptions comprennent les émissions imputables à la croissance des arbres urbains (zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé) et les émissions découlant de la conversion des terres en zones de peuplement. La présente version fait état des émissions résultant de la conversion de terres forestières et de la toundra en zones de peuplement.

Pour estimer le très petit réservoir formé par la croissance des arbres en milieu urbain, on a utilisé une méthode de niveau 1 calculant pour chaque année de la période 1990-2007 une croissance moyenne de 0,05 t biomasse/ha/an appliquée à 1 800 kha de superficie urbaine non bâtie (Statistique Canada, 1997).

Les démarches, les méthodes et la provenance des données utilisées pour estimer les émissions résultant de la conversion des terres forestières en zones de peuplement sont abordées à la section A3.4.2.2. La présente section décrit l'estimation de la conversion des terres non forestières en zones de peuplement dans l'Arctique et le Bas-Arctique canadien.

A3.4.6.1 Démarche générale et méthodes

Les régions nordiques du Canada (Arctique et Bas-Arctique) couvrent près de la moitié de la masse continentale du pays et englobent cinq catégories de terres (GIEC, 2003), à l'exception des terres cultivées. Cette évaluation a porté sur une superficie d'environ 359 millions d'hectares et a englobé les zones de déclaration 1, 2, 3 et 17 ainsi que les zones de déclaration 13 et 18 au nord du 60° degré de latitude Nord. La difficulté a été de saisir les changements d'affectation des terres et d'estimer les émissions connexes dans ce paysage aussi vaste qu'éloigné. Une démarche a été conçue expressément pour cette tâche, laquelle comporte les éléments suivants :

Cartographier le changement d'affectation des terres non forestières dans l'Arctique/Bas-Arctique du Canada avant et jusqu'en 1990 et entre 1990 et 2000.

Estimer les émissions annuelles de GES (uniquement la biomasse aérienne) résultant du changement d'affectation des terres non forestières dans l'Arctique/Bas-Arctique du Canada pour la période 1990-2000.

Il est manifeste qu'une analyse détaillée et exhaustive d'une telle superficie était peu pratique, car il faudrait près de 100 photos satellites du Landsat pour chaque date. De même, un échantillonnage aléatoire ne saisiserait sans doute pas un nombre suffisant d'événements de changement d'affectation des terres pour permettre une évaluation fiable. En revanche, des ensembles de données SIG indiquant la survenue d'activités de développement culturel, minier et

autres activités humaines ont permis de réduire et d'optimiser le champ d'enquête, en signalant les secteurs qui présentent de fortes probabilités d'être l'objet d'un changement d'affectation des terres. Ces secteurs présentant un potentiel concentré de changement d'affectation des terres ont été ciblés pour l'analyse de la détection des changements (analyse vectorielle des changements; Johnson et Kasischke, 1998) au moyen de 23 images Landsat datant approximativement de 1985, 1990 et 2000. Les photos en question couvrent plus de 8,7 millions d'hectares, soit 56 % du secteur potentiel de changement d'affectation des terres déterminé à l'aide des ensembles de données SIG, ou 70 % du secteur potentiel de changement d'affectation des terres si l'on exclut les levés sismiques⁷⁷. Les 23 photos ont été prises dans les régions de l'Ouest de l'Arctique et du Bas-Arctique.

On peut décrire le Système de cartographie des changements d'affectation des terres dans le nord du Canada (Butson et Fraser, 2005) comme une méthode hybride de détection des changements, qui repose sur deux techniques bien distinctes : l'analyse vectorielle des changements, qui détermine les secteurs ayant fait l'objet de changements, et l'extension de signature limitée, qui permet d'étiqueter ces changements (Olthof *et al.*, 2005). On trouvera dans Fraser *et al.* (2005) une description détaillée de la façon dont le Système de cartographie des changements d'affectation des terres dans le nord du Canada a servi à saisir les changements d'affectation des terres non forestières dans le nord du Canada. Le taux moyen de changement d'affectation des terres entre 1985 et 2000 dans le secteur évalué a été de 666 ha/an, et 70 % des secteurs ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres sont situés dans la zone de déclaration 13. L'absence d'images a empêché l'utilisation du système après l'an 2000; c'est pourquoi le même taux annuel de changement d'affectation des terres a été appliqué aux années 2001 à 2007.

On a tracé une série de cartes de la biomasse aérienne en 2000 pour les principaux secteurs ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres, à l'aide des rapports entre les données sur la biomasse aérienne et les données de télédétection établies à partir des mesures étalonnées et des mesures au sol (Figure A3-19). Ces cartes ont été utilisées pour déterminer les émissions de CO₂ imputables à l'enlèvement de la biomasse aérienne.

Les types de couverture dominants dans les deux régions étudiées sont la roche, le lichen, les arbustes, les herbes et les boisés épars.

⁷⁷ . Les lignes sismiques récentes à faible impact ont un couloir étroit d'environ 2 m de large, par opposition aux lignes classiques, beaucoup plus larges (~8 m). Les lignes sismiques à faible impact, largement adoptées depuis 10 ans, réduisent considérablement l'impact environnemental de l'exploration sismique.

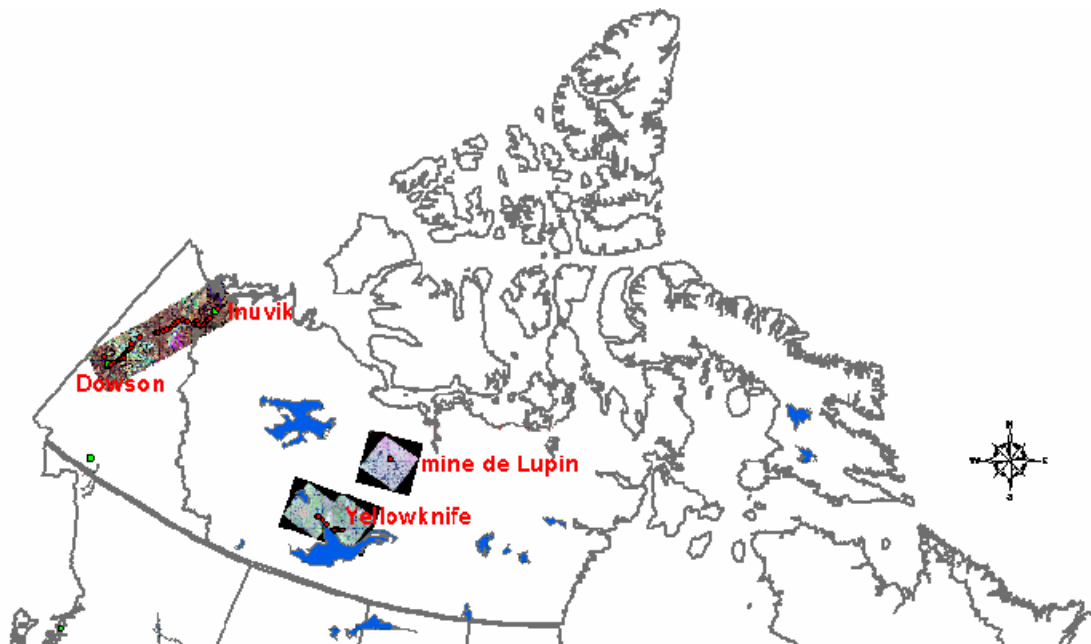


Figure A3-19: Régions étudiées pour déterminer la biomasse aérienne

Des régressions multiples ont été effectuées entre $\ln_{(\text{biomasse aérienne})}$ et une combinaison de signaux d'image pour toutes les couvertures végétales confondues (herbes, arbustes, boisés épars). La meilleure moyenne quadratique minimale avait un $r^2 = 0,72-0,78$, selon les méthodes utilisées, un écart moyen quadratique relatif de 75 à 80 % et une valeur moyenne du pourcentage d'erreur absolu de 33 à 53 %. Les régressions de la biomasse ont été appliquées à l'image préconversion dans tous les secteurs ayant subi un changement d'affectation des terres pour obtenir une estimation de la biomasse enlevée. Toutes les activités de changement d'affectation des terres étaient des conversions de la végétation de la toundra en zones de peuplement; on a estimé que tout le carbone de la biomasse avant la conversion était émis au moment du défrichage.

Depuis la déclaration de 2007, on a analysé d'autres données d'imagerie au moyen de la méthode de détection des changements utilisée pour estimer la superficie déboisée. La zone de déclaration 4 et une partie de la zone 8 ont fait l'objet d'une cartographie complète de la conversion des terres forestières et non forestières en zones de peuplement; on a ainsi ajouté 55 Mha à la superficie déjà cartographiée. La biomasse aérienne de la végétation non forestière a été dérivée d'une recherche documentaire et estimée à 6 kt/ha (ou 3 Mg C/ha). Pour cette région, on observe un taux de changement d'affectation des terres non forestières de 133 ha/an pour la période 1990-2006.

Si l'on ne tient compte que de la biomasse aérienne, on peut estimer que les activités de changement d'affectation des régions non boisées des terres dans le Grand Nord du Canada ont rejeté en moyenne 152 kt d'éq. CO₂ par année entre 1990 et 2007.

A3.4.6.2 Degré d'incertitude

Le degré d'incertitude lié à la superficie de changement d'affectation des terres visée par les 23 photos du satellite Landsat est évalué à moins de 20 % (Fraser *et al.*, 2005). Les équations sur la biomasse établies à partir des mesures sur le terrain dans la région étudiée de Dawson City ont été validées par les autres régions étudiées de Yellowknife et de la mine de Lupin. Les valeurs moyennes du pourcentage d'erreur absolu dans l'estimation de la biomasse aérienne dans les deux régions étudiées étaient de 33 à 53 %.

On a utilisé une méthode de simulation de Monte Carlo pour quantifier l'erreur globale des émissions de carbone résultant du degré d'incertitude lié à la superficie de changement d'affectation des terres et à l'estimation de la biomasse. À l'intervalle de confiance de 95 %, le pourcentage d'erreur varie de 218 %, s'il n'y a qu'un seul site ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres dans une zone de déclaration, à 15 %, si une zone de déclaration compte au moins 75 sites ayant fait l'objet d'un changement d'affectation des terres. L'erreur de l'estimation des fluctuations des stocks de carbone dans la biomasse aérienne totale, si on ne considère qu'une zone de déclaration, est d'environ 15 %. Une analyse détaillée du degré d'incertitude est proposée par Chen *et al.* (2005).

A3.4.7 Estimation des émissions différées de CO₂ des produits ligneux récoltés (PLR)

Outre la méthode par défaut, on a proposé quatre autres méthodes de comptabilisation du carbone dans les PLR : changements des stocks, production, flux atmosphérique et décomposition simple. L'encadré A3-1 donne une brève description de chaque méthode. Même si ces méthodes donnent en général le même échange net de carbone avec l'atmosphère si elles sont appliquées à l'échelle mondiale, elles divergent à l'échelle nationale dans la façon dont elles rendent compte du moment et du lieu des émissions.

À titre de comparaison, les émissions annuelles de carbone dans le bois récolté sont estimées au moyen de la méthode par défaut et de trois autres méthodes. Lorsque c'est justifié, on inclut les émissions différées de la consommation intérieure de bois (fluctuation des stocks et flux atmosphérique) ou de la production intérieure (production et décomposition) depuis 1960. Ces émissions des récoltes (ER) sont calculées comme suit :

Méthode par défaut du GIEC :

$$ER_{\text{Défaut}} = BI + \text{Bois de chauffage}$$

Fluctuations des stocks :

$$ER_{\text{Fluctuations des stocks}} = BI + \text{Bois de chauffage} - \text{Produits intérieurs de longue durée} + \text{Émissions héritées de la consommation de biens de longue durée}$$

Production :

$$ER_{\text{Production}} = BI + \text{Bois de chauffage} - \text{Production de biens de longue durée} + \text{Émissions héritées de la production des biens de longue durée}$$

Flux atmosphérique :

$$ER_{\text{Flux atm.}} = \text{Bois de chauffage} + \text{Déchets de transformation} + \text{Émissions héritées de la}$$

consommation des produits de longue durée

où :

ER	=	carbone émis à l'extérieur des forêts aménagées durant l'année d'inventaire par les matières récoltées et/ou consommées les années précédentes et courante
BI	=	carbone du bois industriel et du bois de chauffage récolté durant l'année d'inventaire
Bois de chauffage	=	carbone dans le bois de chauffage résidentiel consommé durant l'année d'inventaire en cours
Consommation	=	production + importations – exportations
Production	=	production intérieure
Déchets de transformation	=	Consommation totale de la biomasse ligneuse industrielle - Production de biens

Au Canada, en 2007, les émissions de CO₂ à l'extérieur des forêts aménagées qui résultent des PLR consommés ou produits à l'échelle nationale varient entre 177 Mt, d'après la méthode par défaut du GIEC (GIEC, 2003), à 102 Mt (flux atmosphérique), 145 Mt (production), ou 162 Mt (changement d'inventaire) selon la méthode retenue.

À noter que le décalage dans les émissions de carbone attribuables au stockage des PLR est pris en considération uniquement pour les produits de longue durée (>5 ans). Le carbone stocké dans les produits de courte durée, y compris les combustibles ligneux et le bois de chauffage, est censé être émis au moment de la récolte. À ce jour, les calculs n'ont porté que sur les produits semi-transformés (par exemple bois débité, bois de pâte, panneaux dérivés du bois, papier et carton et autre bois industriel). Il est impossible pour l'instant de concevoir un système qui permettrait de surveiller les voies du carbone stocké dans les PLR (C-PLR) depuis la récolte jusqu'aux produits de consommation.

On envisage de raffiner ces méthodes en tenant compte des Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (GIEC, 2003) et des *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* (GIEC, 2006). En 2007, on a amorcé des travaux visant à mettre à jour le module Secteur des produits forestiers du Modèle de budget du carbone.

Encadré 3-1: Aperçu des méthodes de comptabilisation du carbone stocké dans les produits ligneux récoltés

La méthode par défaut du GIEC précise que seuls les changements nets des stocks de carbone forestier sont comptabilisés. Les émissions des récoltes sont traitées comme si elles étaient rejetées entièrement dans l'atmosphère sous forme de CO₂ durant l'année de la récolte et dans le pays de la récolte. Le stockage du carbone dans les produits ligneux n'est pas pris en considération.

La méthode du flux atmosphérique suit les émissions et les absorptions de carbone liées à la récolte, à la fabrication et à la consommation des produits ligneux dans les limites du pays. Son objet est identique à la méthode générale d'estimation des émissions des combustibles fossiles et elle reflète plus fidèlement le moment et le lieu où se produisent réellement les émissions de la récolte.

La méthode des changements des stocks comptabilise seulement les changements nets des stocks de carbone dans le réservoir intérieur des produits ligneux, par exemple le C-PLR dans les biens de longue durée dans les limites du territoire national, après les importations et les exportations. La différence entre les changements des stocks et la comptabilisation du flux atmosphérique tient au traitement des produits exportés (qui sont importants au Canada). Dans la méthode des changements des stocks, le carbone qui se trouve dans tous les produits ligneux et les biens exportés sort des stocks intérieurs et est donc considéré comme une émission dans l'atmosphère.

La méthode de production comptabilise les changements des stocks de carbone des produits ligneux récoltés et des biens intérieurs qui en sont dérivés, quel qu'en soit l'emplacement. Les limites de comptabilisation englobent par conséquent l'ensemble des marchés d'exportation.

La méthode de la décomposition simple tient compte également des émissions différées de tout le C-PLR du bois récolté à l'échelle nationale, mais de façon simplifiée, en appliquant les courbes de décomposition normalisées selon les catégories de produits.

A3.5 Méthodologie pour les déchets

Le secteur des déchets comprend trois sources d'émissions : l'enfouissement des déchets solides dans le sol (décharges), le traitement des eaux usées et l'incinération des déchets. La présente section de l'annexe 3 décrit les méthodes de comptabilisation détaillées qu'on utilise pour évaluer les émissions de GES qui s'appliquent aux catégories suivantes du secteur des déchets :

- les émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol;
- les émissions de CH₄ et de N₂O attribuables au traitement des eaux usées;
- les émissions de CO₂, de CH₄ et de N₂O attribuables à l'incinération des déchets.

A3.5.1 Émissions de CH₄ attribuables à l'enfouissement des déchets solides dans le sol

A3.5.1.1 Méthodologie

Les émissions sont estimées pour deux types de décharges au Canada :

- les décharges de déchets solides municipaux (DSN);
- les décharges de déchets ligneux.

Le modèle Scholl Canyon sert à estimer la production de CH₄ des décharges à l'aide de l'équation de décomposition de premier ordre ci-dessous (GIEC/OCDE/AIE, 1997) :

Équation A3-58:

$$Q_{T,x} = kM_x L_0 e^{-k(T-x)}$$

où :

- $Q_{T,x}$ = quantité de méthane produit durant l'année en cours (T) par le déchet M_x , kt CH_4 /an
 x = année d'enfouissement des déchets
 M_x = quantité de déchets enfouis durant l'année x , Mt
 k = constante de production du méthane, /an
 L_0 = potentiel de production de CH_4 , kg de CH_4 /t de déchets
 T = année en cours

Équation A3-59:

$$Q_T = \sum Q_{T,x}$$

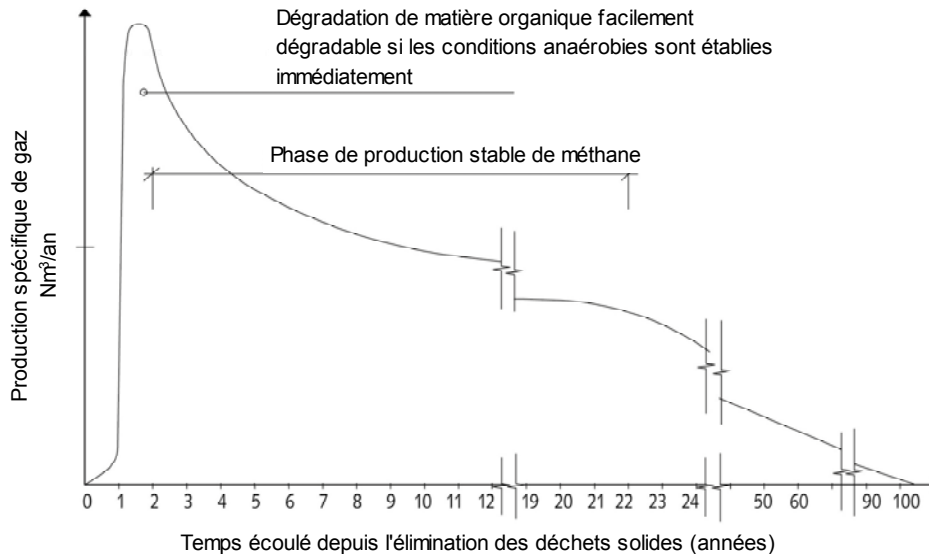
où :

- Q_T = quantité de méthane produite au cours de l'année considérée (T), exprimée en kt de CH_4 /an

Le modèle Scholl Canyon présume que la production de CH_4 atteint son niveau maximum dans la phase initiale, puis diminue lentement et progressivement d'une année à l'autre, comme l'illustre la -----

Figure A3-20. Le modèle canadien présume que le délai initial durant lequel les conditions anaérobies sont établies est négligeable, comme l'illustre la -----

Figure A3-20.

**Figure A3-20: Représentation de la dégradation d'une décharge selon le modèle Scholl Canyon**

Note : Ce graphique tiré de Jensen et Pipatti (2003) a été reproduit tel quel.

Pour estimer les émissions de CH₄ attribuables aux décharges, il est nécessaire d'avoir des informations sur plusieurs des facteurs décrits ci-dessus. Pour calculer les émissions nettes d'une année en particulier, il faut faire la somme des $Q_{T,x}$ pour chaque section de déchets enfouis durant les années antérieures, soustraire la quantité de gaz capté et ajouter la quantité de CH₄ émis par suite de la combustion incomplète de la portion du gaz capté éliminée par torchage. Un modèle informatisé a été mis au point afin d'estimer les émissions globales à une échelle régionale au Canada.

Déchets enfouis chaque année (M_x)

Décharges de DSM

Deux sources principales sont utilisées pour obtenir des données sur les décharges en vue de l'inventaire des GES. La quantité de DSM enfouis entre les années 1941 et 1990 a été estimée par Levelton (1991). Pour les années 1998, 2000, 2002, 2004 et 2006, les données sont tirées de l'Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets, que mène Statistique Canada tous les deux ans (Statistique Canada, 2000, 2003, 2004, 2007, 2008a). On obtient les valeurs d'enfouissement de DSM pour les années impaires subséquentes (1999, 2001, 2003 et 2005) en établissant la moyenne des années paires adjacentes. Dans les données de Statistique Canada, l'enfouissement englobe à la fois l'incinération des déchets et les déchets envoyés aux décharges. Par conséquent, pour obtenir la quantité de déchets enfouis, il faut soustraire les déchets incinérés des valeurs d'enfouissement de Statistique Canada pour 1998, 2000, 2002, 2004 et 2006. En outre, les déchets exportés sont soustraits des données d'enfouissement de Statistique Canada pour 2000, 2002, 2004 et 2006, car la quantité de déchets exportés est comprise dans les valeurs relatives à l'élimination des déchets pour l'année d'enquête 2000 de Statistique Canada et les années subséquentes⁷⁸⁷⁹.

Pour ce qui est des années 1991-1997 et 2005, à l'exception de l'Île-du-Prince-Édouard, du Nunavut, des Territoires du Nord-Ouest et du Yukon, les valeurs relatives aux décharges de DSM ont été estimées en ajustant une fonction polynomiale aux valeurs de Levelton (1991) et de Statistique Canada (2000, 2003, 2004, 2007, 2008a) concernant les décharges de DSM. Les données de 2007 ont été estimées à partir de la tendance affichée par les valeurs antérieures de la quantité de déchets. Pour estimer les coefficients de la fonction polynomiale, on a recours à une application de régression linéaire multiple (outil statistique LINEST de Microsoft Excel). Le choix du nombre de coefficients à utiliser pour la fonction polynomiale est fonction de la mesure dans laquelle les données s'ajustent bien aux fonctions polynomiales d'ordre inférieur. En général, l'ajustement s'améliore à mesure que l'on augmente le nombre de coefficients. Une fonction polynomiale d'ordre 13 est utilisée dans l'estimation des DSM. Cette méthode d'estimation (régression linéaire multiple) est compatible avec la méthode d'interpolation du GIEC (GIEC, 2000). Le Tableau A3-37 illustre les coefficients polynomiaux générés par la méthode de régression linéaire multiple pour chacune des provinces.

2. Marshall J., 2006. Communication personnelle (février 2006). Gestionnaire de l'Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, 2002, Statistique Canada.

3. Marshall J., 2007. Communication personnelle (courriel daté du 21 février 2006). Gestionnaire de l'Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, 2004, Statistique Canada.

Tableau A3-37: Coefficients polynomiaux de régression linéaire multiple utilisés pour estimer la quantité de DSM enfouis de 1991 à 1997 et en 2005

	T.- N.-L.	N.- É.	N.- B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.- B.
C	6,87E+09	8,60E+09	-1,87E+10	2,18E+11	-2,91E+10	-8,47E+09	3,96E+10	-4,35E+11	1,70E+12
C ₁	-1,97E+06	-3,22E+06	4,22E+06	-4,70E+08	-2,37E+07	3,28E+06	6,20E+06	4,13E+08	-1,17E+09
C ₂	3,14E+03	-1,02E+04	-7,88E+02	8,18E+05	2,49E+04	5,10E+03	-1,39E+04	-4,96E+04	2,53E+04
C ₃	1,62E+00	2,65E+00	2,26E+00	-3,18E+02	1,50E+01	-5,77E-01	-1,75E+01	-3,04E+01	-1,65E+02
C ₄	8,20E-06	-1,59E-03	1,30E-03	-2,15E-01	-5,96E-03	-1,51E-03	3,28E-03	-4,42E-03	8,23E-02
C ₅	-9,81E-08	2,46E-06	-5,70E-07	4,76E-05	-1,68E-06	-2,78E-07	3,72E-06	2,21E-05	1,52E-06
C ₆	-1,63E-10	8,20E-10	3,21E-10	4,16E-08	1,13E-09	1,51E-10	7,74E-10	-1,55E-08	3,39E-08
C ₇	-8,88E-14	-2,11E-13	-2,43E-14	5,93E-12	-3,00E-14	2,72E-13	-4,58E-13	-1,02E-12	-5,11E-12
C ₈	-6,34E-17	-1,50E-16	-1,09E-16	6,56E-15	-8,94E-16	-7,69E-17	8,21E-17	4,03E-15	-2,76E-15
C ₉	5,40E-20	-2,03E-19	-2,03E-20	-5,89E-18	-2,33E-19	-5,56E-20	7,12E-20	-1,61E-18	-2,24E-19
C ₁₀	-1,48E-24	3,34E-24	-1,30E-23	-1,91E-21	2,36E-22	1,74E-23	-1,54E-22	4,04E-22	3,44E-22
C ₁₁	-6,62E-28	2,48E-26	9,41E-27	1,61E-25	1,08E-25	8,89E-27	6,66E-26	8,76E-26	-9,63E-25
C ₁₂	3,03E-30	2,21E-29	2,63E-30	5,53E-28	-2,26E-29	-3,09E-30	-2,86E-29	-9,54E-29	3,59E-28
C ₁₃	-1,32E-33	-7,77E-33	-3,92E-34	-1,00E-31	-1,03E-32	-6,66E-35	7,64E-33	1,57E-32	-6,11E-33

Note :

Les coefficients ayant été arrondis, il est possible qu'ils ne donnent pas un résultat total exact pour ce qui est des DSM enfouis.

Les quantités de DSM enfouis de 1991 à 1997 et en 2005 sont calculées au moyen de l'équation suivante:

Équation A3-60:

$$M_X = (C_{13} \times X^{13}) + (C_{12} \times X^{12}) + (C_{11} \times X^{11}) + (C_{10} \times X^{10}) + (C_9 \times X^9) + (C_8 \times X^8) + (C_7 \times X^7) \\ + (C_6 \times X^6) + (C_5 \times X^5) + (C_4 \times X^4) + (C_3 \times X^3) + (C_2 \times X^2) + (C_1 \times X) + C$$

où :

M _X	=	quantité de DSM enfouis durant l'année X, t
C _i	=	coefficient d'ordre i (voir le tableau A3-1)
X	=	année d'intérêt

On ne dispose pas de données de Statistique Canada sur l'élimination des DSM pour l'Île-du-Prince-Édouard, le Nunavut, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. Pour obtenir les valeurs d'enfouissement des DSM dans cette province et ces territoires de 1991 à 2007, on doit corrélérer les tendances des données d'enfouissement historiques avec celles de la population provinciale ou territoriale pour la période de 1971 à 2006 (Statistique Canada, 2006, 2008b). Trois sources de données sur l'enfouissement sont utilisées pour estimer la quantité de DSM enfouis de 1991 à 2007. La première, pour la période de 1971 à 1990, provient de Levelton (Levelton, 1991). La deuxième, concernant les déchets enfouis en 1992, est fournie par la Direction des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1996b). On obtient la troisième série de données en multipliant le pourcentage de déchets enfouis en 1992 à l'Île-du-Prince-Édouard, aux Territoires du Nord-Ouest, au Nunavut et au Yukon (Environnement Canada, 1996b) par l'excédent des déchets enfouis, tiré des données de Statistique Canada pour 1998, 2000, 2002, 2004 et 2006 (Statistique Canada, 2000, 2003, 2004, 2007, 2008a). Pour

calculer l'excédent des déchets enfouis pour 1998, 2000, 2002, 2004 et 2006, on soustrait la somme des valeurs d'enfouissement provinciales du total des déchets enfouis au Canada. Le Tableau A3-38 montre la quantité de DSM enfouis de 1990 à 2007.

Tableau A3-38: DSM enfouis de 1990 à 2007⁴

Année	Déchets enfouis (t)											
	T.-N.- L. Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	T.N.-O. et NU	YN	
1990 ¹	366	493	462	3 699	5 957			1 577	1 760			
	004	51 293 010	391	833	104	696 174	638 942	585	621	34 493	16 608	
1991	400	540	489	4 073	6 287			1 790	1 990			
	159	68 758 341	539	027	557	741 706	720 035	701	162	37 171	18 826	
1992	402	533	488	4 152	6 390			1 837				
	670	74 800 426	826	266	940	755 034	729 362	5392	012191	35 300	17 200	
1993	403	523	485	4 230	6 479			1 881	2 028			
	918	72 326 456	805	976	872	767 869	736 993	860	235	39 206	20 392	
1994	403	510	480	4 309	6 552			1 923	2 037			
	775	74 801 179	262	123	824	780 167	742 752	350	746	40 514	19 677	
1995	402	493	471	4 386	6 608			1 961	2 040			
	110	76 727 335	972	673	214	791 881	746 453	687	161	41 675	20 487	
1996	398	472	460	4 463	6 644			1 996	2 034			
	783	79 338 655	706	598	405	802 966	747 906	538	895	42 499	21 500	
1997	393	447	446	4 539	6 659			2 027	2 021			
	651	80 034 861	225	872	708	813 373	746 914	558	350	42 584	21 940	
1998 ²	366	104 407	425	4 568	5 963			1 874	1 789			
	280	825 095	626	910	525	855 666	780 700	276	252	49 469	24 104	
1999	369	357	387	4 799	6 283			2 006	1 843			
	650	80 397 703	656	511	801	875 695	741 743	801	849	42 548	20 845	
2000 ²	373	308	349	5 030	6 604			2 139	1 898			
	020	92 586 311	685	113	076 ³	895 724	702 786	327	445	43 694	21 290	
2001	364	306	354	5 057	6 555			2 193	1 882			
	808	81 111 549	002	953	332	857 145	711 293	015	820	43 752	20 175	
2002 ²	356	304	358	5 085	6 506			2 246	1 867			
	595	82 280 787	318	793	588 ³	818 566	719 801	704	196	38 830	18 920	
2003	367	310	366	5 429	6 238			2 346	1 962			
	700	82 195 242	047	638	318	839 020	716 748	984	272	45 766	21 046	
2004 ²	378	315	373	5 773	5 970			2 447	2 057			
	804	90 075 698	776	482	048 ³	859 475	713 696	264	347	42 509	20 712	
2005	382	315	377	5 937	6 252			2 742	2 120			
	441	83 815 785	185	451	011	903 996	731 122	529	093	46 866	22 062	
2006 ²	386	315	380	6 101	6 533			3 037	2 182			
	077	83 553 872	593	419	973	948 518	748 549	794	838	46 919	22 464	
2007	378	272	350	6 236	6 251			2 836	2 160			
	733	83 938 933	787	765	181	866 338	698 631	066	704	47 698	22 795	

Notes :

1. Données de Levelton (1991).

2. Données d'enfouissement de Statistique Canada (Statistique Canada, 2000, 2003, 2004, 2007, 2008a).

3. DSM exportés soustraits des données d'enfouissement de Statistique Canada (Bruce Pope, analyste de la gestion des déchets, Direction des politiques de gestion des déchets, ministère de l'Environnement de l'Ontario, communication personnelle, février 2006, janvier 2007; Jim Hiraishi, ingénieur principal, Direction des politiques de gestion des déchets, ministère de l'Environnement de l'Ontario, communication personnelle, 30 novembre 2007.

4. Les données représentées ci-dessus ont été choisies à partir d'années particulières. Les données relatives aux DSM enfouis entre 1941 et 1990 (Levelton, 1991) ont été utilisées pour estimer la quantité de DSM enfouis de 1991 à 2006, à l'aide de la méthode d'estimation par régression linéaire multiple.

Décharges de déchets ligneux

Pour estimer la quantité de déchets ligneux enfouis à l'échelle nationale entre 1970 et 1992, on utilise la base de données sur les résidus du bois (RNCAN, 1997). Les données concernant les années 1998 et 2004 sont extraites de publications ultérieures (RNCAN, 1999, 2005). On effectue une analyse des tendances par régression linéaire afin d'interpoler la quantité de résidus ligneux enfouis au cours des années 1993-1997, 1999-2003, 2005 et 2007. Cette méthode d'interpolation est celle qui convient le mieux à la distribution des données.

La ventilation de la quantité de résidus ligneux éliminés (définis comme les résidus qu'on n'utilise plus, ni dans un produit, ni comme source de carburant, ni pour les convertir en produits chimiques) par l'industrie des produits en bois massif et l'industrie des pâtes et papiers est estimée à partir des informations tirées d'une étude sur les déchets d'usine de pâtes et papiers (MWA Consultants Paprican, 1998). La proportion de l'élimination des déchets ligneux indique une proportion estimative de 80 % pour les produits en bois massif et de 20 % pour les usines de pâtes et papiers.

La ventilation de la partie des résidus ligneux acheminés dans les décharges à partir des opérations de l'industrie des produits en bois massif et de l'industrie des pâtes et papiers est établie à partir de la Base de données sur les résidus du bois (RNCAN, 1997). L'allocation des déchets ligneux enfouis dans des décharges privées est estimée à 15 % pour l'industrie des produits en bois massif et à 86 % pour l'industrie des pâtes et papiers. Pour éviter tout dédoublement, étant donné que les émissions des décharges publiques sont déjà prises en compte dans les émissions des décharges de DSM, le ratio des déchets ligneux enfouis dans des décharges privées à ceux enfouis dans des décharges publiques, obtenus auprès du RNCAN (1997), sert à isoler le volume enfoui dans des décharges privées spéciales. On présume que cette même proportion vaut pour la période de 1970 à 2007. Le Tableau A3-39 illustre la quantité de déchets ligneux éliminés et enfouis pour la période de 1990 à 2007.

Tableau A3-39: Déchets ligneux produits et enfouis au Canada de 1990 à 2007

Année	Déchets ligneux éliminés (tonnes anhydres)		Déchets ligneux enfouis (tonnes anhydres)		
	Pâtes et papiers	Industrie des produits en bois massif	Pâtes et papiers	Industrie des produits en bois massif	Total
1990	1 811 062	7 244 248	1 557 513	1 086 637	2 644 151
1991	1 811 062	7 244 248	1 557 513	1 086 637	2 644 151
1992	1 811 062	7 244 248	1 557 513	1 086 637	2 644 151
1993	1 537 557	6 150 226	1 322 299	922 534	2 244 833
1994	1 447 245	5 788 981	1 244 631	868 347	2 112 978
1995	1 356 934	5 427 736	1 166 963	814 160	1 981 124
1996	1 266 623	5 066 491	1 089 296	759 974	1 849 269
1997	1 176 311	4 705 246	1 011 628	705 787	1 717 415
1998	1 080 000	4 320 000	928 800	648 000	1 576 800
1999	995 689	3 982 755	856 292	597 413	1 453 706
2000	905 378	3 621 510	778 625	543 227	1 321 851
2001	815 066	3 260 265	700 957	489 040	1 189 997
2002	724 755	2 899 020	623 289	434 853	1 058 142
2003	634 444	2 537 775	545 622	380 666	926 288
2004	547 561	2 190 244	470 902	328 537	799 439
2005	453 821	1 815 284	390 286	272 293	662 579
2006	363 510	1 454 039	312 618	218 106	530 724
2007	273 198	1 092 794	234 951	163 919	398 870

Taux de production de CH₄ (k)

La constante de vitesse de production de CH₄ (k) représente le taux de premier ordre auquel le CH₄ est produit après l'enfouissement des déchets. La valeur k est régie par quatre facteurs : la teneur en humidité, la disponibilité des nutriments, le pH et la température. Cependant, lorsque l'on calcule les taux de décomposition provinciaux, la température ambiante ne devrait pas entrer en ligne de compte, car la température des décharges est indépendante de la température ambiante à des profondeurs de plus de 2 m. La teneur en humidité devrait être le seul paramètre pris en considération (Maurice et Lagerkvist, 2003; Thompson et Tanapat, 2005).

Décharges de DSM

Les valeurs de k utilisées pour estimer les émissions attribuables aux décharges de DSM ont été obtenues lors d'une étude réalisée par la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada, qui a utilisé des données provinciales sur les précipitations de 1941 à 2007 (Environnement Canada, 1941-2007). La moyenne des précipitations annuelles a été calculée aux endroits où Levelton a indiqué la présence de décharges importantes au cours de la période de 1941-1990 (Levelton BH., 1991). À partir de ces valeurs de précipitations, les valeurs de k ont été déterminées à l'aide d'une relation établie par le Research Triangle Institute (RTI) pour l'EPA des États-Unis (RTI, 2004). Le RTI a attribué des valeurs de décomposition par défaut de moins

de 0,02/an, 0,038/an et 0,057/an dans les régions où les précipitations annuelles totalisent moins de 20 pouces/an (< 500 mm), entre 20 et 40 pouces/an (500 à 1 000 mm; moyenne de 750 mm) et plus de 40 pouces/an (> 1 000 mm), respectivement. La représentation graphique de ces valeurs de décomposition par défaut et données sur les précipitations a montré une relation linéaire. À l'aide de cette relation et des données sur les moyennes provinciales des précipitations d'Environnement Canada pour les années 1941 à 2007, on a calculé les moyennes provinciales des taux de décomposition dans les décharges (Environnement Canada, 1941-2007). Les valeurs de k des États-Unis sont liées aux précipitations, en présupant que la teneur en humidité d'une décharge est directement fonction des précipitations annuelles. En se fondant à la fois sur ces valeurs de k et les données des États-Unis sur les précipitations d'une part, et sur les précipitations annuelles moyennes dans les décharges canadiennes étudiées par Levelton (1991) d'autre part, on a alloué des valeurs de k à chacune des provinces.

Le Tableau A3-40 illustre les précipitations annuelles moyennes et les valeurs de décomposition attribuées à chacune des décharges provinciales choisies par Levelton (1991).

Tableau A3-40: Estimation des valeurs k relatives aux précipitations annuelles moyennes et aux décharges de DSM pour les décharges provinciales

Régions	Précipitations annuelles moyennes (mm)	Constante cinétique k (par an)
Terre-Neuve-et-Labrador		
Carbonear	ND	ND
Corner Brook	1 193,0	0,066
St. John's	1 514,3	0,089
<i>Moyenne</i>	1 353,7	0,078
Île-du-Prince-Édouard		
Charlottetown	1 143,5	0,063
Summerside	1 063,1	0,057
<i>Moyenne</i>	1 103,3	0,060
Nouvelle-Écosse		
Dartmouth	1 430,7	0,083
Halifax	1 430,7	0,083
Lunenburg	1 497,0	0,088
New Glasgow	1 101,3	0,060
Sydney	1 429,0	0,083
Truro	1 141,6	0,063
<i>Moyenne</i>	1 338,4	0,077
Nouveau-Brunswick		
Bathurst	1 049,7	0,056
Campbellton	1 002,6	0,053
Edmundston	1 041,2	0,056
Fredericton	1 085,2	0,059
Moncton	1 149,4	0,063
Saint John	1 354,1	0,078
<i>Moyenne</i>	1 113,7	0,062

Québec		
Montréal	968,9	0,051
Québec	1 153,8	0,064
Rimouski	896,7	0,046
Saint-Étienne	998,9	0,053
Saint-Tite-des-Caps	1 096,8	0,060
Sainte-Cécile	1 192,4	0,066
Sainte-Sophie	1 047,3	0,056
<i>Moyenne</i>	1 050,7	0,056
Ontario		
Barrie	924,8	0,048
Belleville	895,8	0,046
Brantford	804,7	0,039
Brockville	983,8	0,052
Cornwall	982,9	0,052
Guelph	885,1	0,045
Hamilton	861,5	0,043
Kingston	916,6	0,047
Kitchener	905,1	0,046
London	970,9	0,051
North Bay	1014,9	0,054
Oshawa	883,7	0,045
Ottawa-Hull	915,1	0,047
Peterborough	822,9	0,040
St. Catharines	844,5	0,042
Sarnia	855,9	0,043
Sudbury	860,0	0,043
Thunder Bay	669,8	0,030
Timmins	818,2	0,040
Toronto	815,2	0,040
Windsor	896,2	0,046
<i>Moyenne</i>	882,3	0,045
Manitoba		
Brandon	460,1	0,015
Portage La Prairie	545,5	0,021
Thompson	528,3	0,020
Winnipeg	520,9	0,019
<i>Moyenne</i>	513,7	0,019
Saskatchewan		
Moose Jaw	395,7	0,010
Prince Albert	405,9	0,011
Regina	384,8	0,010
Saskatoon	349,8	0,007
Swift Current	384,7	0,010
Yorkton	438,6	0,014
<i>Moyenne</i>	393,2	0,010

Alberta		
Calgary	421,1	0,012
Edmonton	459,6	0,015
Fort McMurray	434,9	0,013
Lethbridge	403,2	0,011
Medicine Hat	338,5	0,006
Red Deer	467,3	0,016
<i>Moyenne</i>	420,8	0,012
Colombie-Britannique		
Campbell River	1 466,2	0,085
Chilliwack	1 696,4	0,102
Courtney	1 431,6	0,083
Kamloops	280,1	0,002
Matsqui	1 529,6	0,090
Port Alberni	1 958,3	0,120
Prince Rupert	2 752,5	0,175
Vancouver	1 670,1	0,100
Vernon	412,7	0,012
Victoria	1 013,6	0,054
<i>Moyenne</i>	1 421,1	0,082
Yukon		
Whitehorse	265,9	0,001
<i>Moyenne</i>	265,9	0,001
Territoires du Nord-Ouest		
Nunavut		
Yellowknife	273,7	0,002
Iqaluit	413,7	0,012
<i>Moyenne</i>	343,7	0,005

Note : ND = Non disponible

Les valeurs k utilisées pour estimer les émissions des décharges de DSM à l'échelle provinciale sont calculées à partir de la moyenne des estimations de la valeur de k applicables à chaque province. Ces valeurs sont présentées dans le Tableau A3-41.

Tableau A3-41: Estimations des valeurs de k des décharges de DSM pour chaque province

Valeur de k (/an)											
T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	YN	T.N.-O. et NU
0,078	0,060	0,077	0,062	0,056	0,045	0,019	0,01	0,012	0,082	0,001	0,005

Décharges de déchets ligneux

En se fondant sur la valeur par défaut recommandée par le National Council for Air and Stream Improvement, Inc. pour estimer les émissions de CH₄ provenant des décharges de déchets ligneux de l'industrie des produits du bois, on a choisi une valeur de k de 0,03/an pour représenter la constante de production de CH₄ de toutes les décharges de déchets ligneux du Canada (NCASI, 2003).

Potentiel de production de CH₄ (L₀)

Décharges de DSM

Le potentiel de production de CH₄ (L₀) représente la quantité de CH₄ qui pourrait être produite, en théorie, par tonne de déchets enfouis. L'équation suivante, présentée dans les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 1996*, sert à calculer le potentiel de production de CH₄ pour les décharges de DSM (GIEC/OCDE/AIE, 1997) :

Équation A3-61:

$$L_0 = \text{FCM} \times \text{COD} \times \text{COD}_F \times F \times \frac{16}{12} \times 1000 \frac{\text{kg CH}_4}{\text{t CH}_4}$$

où :

L ₀	=	potentiel de production de méthane, exprimé en kg de CH ₄ /t de déchets
FCM	=	facteur de correction du CH ₄ , exprimé en fraction
COD	=	carbone organique dégradable, exprimé en t de C/t de déchets
COD _F	=	fraction de COD dissimilé
F	=	fraction de CH ₄ dans les gaz d'enfouissement
16/12	=	coefficient de stoechiométrie

Le facteur de correction du CH₄ (FCM) représente le rapport entre le nombre de décharges de déchets solides gérées et non gérées. Les décharges non gérées produisent moins de CH₄, car une fraction plus importante des déchets se décompose par voie aérobie dans les couches supérieures du site. La valeur par défaut que le GIEC a établie pour le FCM applicable aux décharges gérées a été retenue pour représenter le FCM des décharges de DSM, car on présume que toutes les décharges visées par les données recueillies sont des décharges à écran d'étanchéité artificiel. Les valeurs par défaut que le GIEC a fixées pour le FCM sont indiquées au Tableau A3-42 (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

Tableau A3-42: Facteurs de correction du CH₄ présent dans les décharges de déchets solides

Type de décharge	Valeur par défaut du FCM
Gérée	1,0
Non gérée : profonde (≥ 5 m de déchets)	0,8
Non gérée : peu profonde (< 5 m de déchets)	0,4
Valeur par défaut : décharge de déchets solides non catégorisée	0,6

La valeur par défaut du GIEC, pour ce qui est de la fraction du CH₄ présent dans les gaz d'enfouissement (F), varie entre 0,4 et 0,6. Cette valeur diffère en fonction de certains facteurs, dont les effets de la composition des déchets, de leur âge et de la dilution potentielle de l'air, lesquels peuvent réduire la concentration réelle du CH₄ dans les gaz d'enfouissement. La valeur de 0,5 est retenue pour la fraction du CH₄ dans les gaz d'enfouissement.

La fraction du carbone organique dégradé dissimilé (COD_F) représente la quantité de carbone organique qui a été ultimement dégradée et rejetée par la décharge de déchets solides. La valeur COD_F représente le fait qu'une partie du carbone organique ne se dégrade pas, sinon très lentement. Une valeur de 0,6 a été choisie de la gamme de COD_F par défaut du GIEC correspondant aux déchets contenant de la lignine, qui s'étend de 0,5 à 0,6 (GIEC/OCDE/AIE, 2000). Cette valeur, tirée de l'extrémité supérieure de la plage (déchets plus facilement dégradables), représente le plus fidèlement la situation canadienne où la majeure partie des déchets ligneux - qui contiennent par définition des concentrations élevées de lignine - proviennent de scieries et d'usines de pâtes et papiers et sont éliminés dans des décharges privées spéciales.

La fraction du carbone organique dégradé (COD), qui représente la quantité de carbone organique disponible pour la décomposition biochimique, est fondée sur la composition des déchets. Les pourcentages de composition des déchets de l'ensemble du Canada sont utilisés pour calculer les valeurs de COD provinciales à l'aide de l'équation suivante (GIEC/OCDE/AIE, 1997) :

Équation A3-62:

$$\% \text{ COD (en poids) } = (0,4 \times A) + (0,17 \times B) + (0,15 \times C) + (0,3 \times D)$$

où :

- A = % de DSM constitué de papier et de textiles
- B = % de DSM constitué de déchets de jardin ou de parc
- C = % de DSM constitué de déchets alimentaires
- D = % de DSM constitué de bois ou de paille

Les valeurs provinciales et territoriales du COD ont été calculées à partir des valeurs de la composition des déchets enfouis au cours de trois périodes distinctes : 1941-1975, 1976-1989 et 1990-2006. À partir des données sur la composition des déchets issues de l'étude réalisée par Ressources naturelles Canada (RNCan) et qui correspondaient à l'année 2002 (RNCan, 2006), nous avons dérivé les valeurs du COD et supposé qu'elles étaient invariables au cours de la période 1990-2004. Comme les incidences des programmes de détournement des déchets étaient négligeables avant 1990, nous avons établi une deuxième série de valeurs du COD pour représenter la composition des déchets enfouis de 1976 à 1989 en ajoutant les données du CNRC aux données de 2004 de Statistique Canada portant sur la composition de déchets recyclés (Statistique Canada, 2007a). Une troisième série de valeurs du COD a été établie à partir des résultats d'une étude nationale réalisée en 1967 pour couvrir la période 1941-1975 (CRC Press, 1973). Le Tableau A3-43 résume les valeurs du COD et de L₀ des provinces et des territoires.

Tableau A3-43: Valeurs provinciales et territoriales de potentiel de production de CH₄ (L₀)

Province/territoire	2002 Déchets organiques détournés (%)	1941 à 1975		1976 à 1989		1990 à aujourd'hui	
		COD	L ₀ (kg CH ₄ / t déchets)	COD	L ₀ (kg CH ₄ / t déchets)	COD	L ₀ (kg CH ₄ / t déchets)
Colombie-Britannique	23,3	0,28	111,86	0,17	69,89	0,16	63,71
Alberta	16,7	0,39	157,63	0,26	104,46	0,18	71,87
Saskatchewan	4,3	0,36	143,92	0,22	86,39	0,22	86,75
Manitoba	4,9	0,33	131,37	0,19	76,82	0,19	76,59
Ontario	16,4	0,36	143,74	0,21	82,75	0,21	83,00
Québec	13,7	0,36	144,45	0,21	82,52	0,20	81,23
Nouveau-Brunswick	19,8	0,23	93,91	0,16	65,91	0,16	63,22
Nouvelle-Écosse	29,7	0,25	100,89	0,16	62,35	0,16	64,10
Île-du-Prince-Édouard	SO	0,27	108,74	0,17	67,19	0,16	64,63
Terre Neuve	SO	0,28	112,62	0,18	73,28	0,18	73,35
Territoires (YN, T.N.-O. et NU)	SO	0,22	87,59	0,15	58,54	0,16	65,13

Notes :

Sources : Tableau fondé sur les données recueillies auprès de RNCAN (2006), Statistique Canada (2007) et CRC Press (1973).

a. Thompson *et al.* (2006).

Les données correspondant à chaque catégorie standard de déchets provenant des secteurs résidentiel et du secteur industriel, commercial et institutionnel (ICI) tirées du document de RNCAN (2006) ont été additionnées pour refléter la véritable composition des déchets enfouis dans les décharges de DSM. Ainsi, grâce à cette méthode, la biodégradabilité des déchets ICI et celle des déchets résidentiels sont prises en compte dans la composition des déchets de DSM. Le rapport du RNCAN utilise une méthode uniforme pour estimer la composition des déchets de DSM acheminés dans des décharges pour toutes les provinces et territoires.

Comme les résultats des projets de détournement des déchets n'ont réellement commencé à se faire sentir qu'au début des années 1990 au Canada, tel que le laissent conclure le présent document et l'opinion exprimée par les experts en la matière, ces valeurs provinciales et territoriales du COD sont utilisées pour estimer les valeurs de L₀ et, enfin, les données sur la production provinciale et territoriale d'émissions de méthane pour la période 1990-2007 inclusivement.

Pour la période 1976-1989, les valeurs de COD ont été calculées à partir de l'hypothèse selon laquelle la composition des déchets enfouis pourrait être assimilée à la composition des déchets produits au cours de l'année 2002. On a additionné les quantités de déchets de DSM (résidentiels et ICI) (RNCAN, 2006) acheminés aux décharges pour chacune des catégories de déchets aux quantités recyclées des catégories correspondantes pour chaque province et territoire. Ces dernières données ont été tirées du rapport de Statistique Canada intitulé *Enquête sur l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, 2004* (Statistique Canada, 2007). Les lacunes des données de ce rapport dues à des problèmes de confidentialité ont été comblées par l'utilisation de coefficients régionaux (provinces de l'ouest, du centre et de l'Atlantique et territoires du Nord).

La période 1941-1975 est couverte par un L₀ calculé à partir d'un troisième ensemble de valeurs de COD fondées sur les compositions nationales de déchets énumérées au tableau 1.1-9 de CRC Press (1973). Les données de ce tableau sont tirées d'un article intitulé « World Survey Finds Less

Organic Matter » (Anon, 1967a). Les données de DSM du tableau 1 (Waste Composition Data for Ontario) du rapport intitulé *Residential Waste Composition Study, Volume 1* réalisé dans le cadre de l'étude ontarienne sur la composition des déchets (ministère de l'Environnement de l'Ontario, 1991) fournit pour les études de contrôle des déchets réalisées en 1976, 1978 et 1980 des pourcentages moyens respectifs de 40, 2,6, 22, 3,4 et 13 % pour le papier, le bois, les déchets alimentaires, les déchets textiles et les résidus de jardin; ces valeurs sont comparables à celles tirées des estimations produites en 2002 et utilisées pour la période 1976-1989. Les données de l'article de 1967 (Anon, 1967a) présentent des contributions respectives de 70 % et 10 % pour le papier et la matière organique. En conséquence, on a jugé que la période 1975-1976 constituait un point de transition approprié pour faire le lien entre les séries de données sensiblement différentes de 1967 et celles de 2002 sans détournement des déchets pour représenter la composition des déchets de la fin des années 1970 et 1980. La ventilation du pourcentage de matière organique (10 %) obtenue à partir du tableau 1.1-9 en déchets alimentaires et en résidus de jardin est fondée sur les compositions respectives (10,2 et 8,6 %) fournies pour Montréal (Québec) dans le même document de CRC Press (1973), dans le tableau 1.1-10, dont les données proviennent d'un article distinct de 1967 (Anon, 1967b). L'information sur le pourcentage de bois (2,4 %), tirée d'un article de l'American Public Works Association (1964), est présentée dans le tableau 1.1-2.8 : *Composition and Analysis of Average Municipal Refuse* (CRC Press, 1973).

Nous avons élaboré un profil provincial à partir de la moyenne nationale de 1967 en établissant un calcul proportionnel de chacune des catégories de déchets de COD afin qu'elles correspondent aux profils provinciaux équivalents établis pour la période 1976-1989. Le Tableau A3-44 présente les valeurs de la composition des déchets enfouis réparties selon les catégories définies par le GIEC (1996) pour les provinces et territoires, telles qu'elles sont établies à partir des sources de données.

Tableau A3-44: Valeurs provinciales et territoriales de potentiel de production de CH₄ (L₀)

Colombie-Britannique		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	61,4	28,4	20,8
	B	4,1	13,4	15,5
	C	5,1	16,4	19,0
	D	6,5	4,6	7,1
	COD	0,280	0,175	0,159
	L ₀	111,9	69,9	63,7

Alberta		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	87,4	40,4	27,0
	B	7,5	24,6	17,0
	C	9,3	30,0	20,7

	D	6,0	4,2	3,9
	COD	0,394	0,261	0,180
	L ₀	157,6	104,5	71,9

Saskatchewan		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	84,3	39,0	37,1
	B	4,8	15,9	18,1
	C	6,0	19,5	22,2
	D	1,7	1,2	1,4
	COD	0,360	0,216	0,217
	L ₀	143,9	86,4	86,7

Manitoba		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	76,7	35,5	32,7
	B	3,8	12,6	15,1
	C	4,8	15,4	18,4
	D	2,7	1,9	2,4
	COD	0,328	0,192	0,191
	L ₀	131,4	76,8	76,6

Ontario		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	83,2	38,5	37,2
	B	4,2	13,9	14,8
	C	4,1	13,4	14,2
	D	4,4	3,1	4,1
	COD	0,359	0,207	0,207
	L ₀	143,7	82,7	83,0

Québec		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	84,7	39,2	35,0
	B	4,2	13,8	17,2
	C	4,1	13,2	16,6
	D	3,0	2,1	3,0
	COD	0,361	0,206	0,203
	L ₀	144,4	82,5	81,2
Nouveau-Brunswick				
Nouveau-Brunswick		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	53,2	24,6	26,4
	B	6,3	20,7	16,0
	C	6,2	19,8	15,4
	D	0,7	0,5	0,7
	COD	0,235	0,165	0,158
	L ₀	93,9	65,9	63,2

Nouvelle-Écosse		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	59,6	27,5	32,3
	B	4,4	14,6	9,9
	C	4,3	14,0	9,5
	D	0,0	0,0	0,0
	COD	0,252	0,156	0,160
	L ₀	100,9	62,4	64,1

Île du Prince-Édouard		Paramètres COD de	Paramètres COD	Paramètres COD
		1941 à 1975	de 1976 à 1989	de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	64,2	29,7	34,2

	B	4,8	15,7	7,9
	C	4,7	15,1	7,6
	D	0,0	0,0	0,0
	COD	0,272	0,168	0,162
	L ₀	108,7	67,2	64,6

Terre-Neuve-et-Labrador		Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	64,7	29,9	30,9
	B	5,9	19,3	18,0
	C	5,7	18,5	17,3
	D	1,4	1,0	1,1
	COD	0,282	0,183	0,183
	L ₀	112,6	73,3	73,4

Yukon, Nunavut et Territoires du Nord-Ouest		Paramètres COD de 1941 à 1975	Paramètres COD de 1976 à 1989	Paramètres COD de 1990 à ce jour
		%	%	%
	A	50,7	23,5	26,1
	B	5,1	16,7	18,6
	C	5,0	16,1	17,9
	D	0,0	0,0	0,0
	COD	0,219	0,146	0,163
	L ₀	87,6	58,5	65,1

Sources de données : CRC Press (1973), RNCAN (2006), Statistique Canada (2007a).

Décharges de déchets ligneux

L'équation A3-66, présentée dans les lignes directrices du GIEC (1996), sert à calculer le potentiel de production de CH₄ des décharges de déchets ligneux (GIEC/OCDE/AIE, 1997). La valeur par défaut établie par le GIEC pour le FCM applicable aux décharges profondes et non gérées (0,8) a été choisie pour représenter le FCM, car c'est celle qui représente le mieux les pratiques de l'industrie.

La valeur de 0,5 est retenue pour la fraction du CH₄ dans les gaz d'enfouissement (F) à partir de la plage de valeurs par défaut du GIEC (0,4 à 0,6).

La fraction du carbone organique dégradé dissimilé (COD_F) représente la quantité de carbone organique qui a été ultimement dégradé et rejeté par la décharge de déchets solides. La valeur

COD_F représente le fait qu'une partie du carbone organique ne se dégrade pas, sinon très lentement. Les *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*. Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre prévoient des valeurs par défaut de l'ordre de 0,5-0,6 pour les décharges qui comportent de la lignine. Pour bien représenter le fort pourcentage de lignine dans les déchets ligneux, on utilise 0,5, la valeur minimale de cette plage, pour calculer le potentiel de production de CH₄ (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

La fraction du carbone organique dégradable (COD) représente la quantité de carbone organique qui est disponible pour la décomposition biochimique. L'équation A3-62 sert à calculer la valeur du COD présent dans les déchets de bois à l'échelle nationale, en supposant que les déchets sont composés à 100 % de bois (GIEC/OCDE/AIE, 1997).

En se basant sur ces considérations, on obtient un L₀ de 80 kg CH₄/t de déchets ligneux, calculé à partir de l'équation A3-61.

Gaz d'enfouissement captés

Dans plusieurs grandes décharges de DSM, on capte les gaz d'enfouissement en vue de les éliminer par torchage, de les utiliser ou les deux. Grâce à leur teneur relativement élevée en CH₄, on peut brûler les gaz d'enfouissement pour produire de l'électricité ou de la chaleur. Dans une moindre mesure, depuis quelques années, le gaz capté est simplement recueilli et évacué. Les gaz d'enfouissement captés mais non utilisés sont éliminés par torchage. Aux fins de l'inventaire, les gaz captés comprennent uniquement les gaz éliminés par torchage ou utilisés. Pour calculer les émissions nettes de CH₄ des décharges, on soustrait la quantité de CH₄ captée du volume de CH₄ produit d'après le modèle Scholl Canyon, puis on additionne cette valeur à la portion de méthane émise lors du torchage. Les émissions de GES attribuables à l'utilisation de gaz d'enfouissement pour la récupération d'énergie sont comptabilisées dans le secteur de l'énergie. Le calcul des émissions nettes de CH₄ est illustré dans l'équation suivante :

Équation A3-63:

$$\text{CH}_{4(\text{NET})} = \text{CH}_{4(\text{produit})} - \text{CH}_{4(\text{capté})} + \text{CH}_{4(\text{E-torchage})}$$

où :

CH _{4(NET)}	=	émissions nettes de CH ₄ provenant des décharges de DSM, t
CH _{4(produit)}	=	émissions de CH ₄ produites par les décharges de DSM, t
CH _{4(capté)}	=	émissions de CH ₄ captées par les décharges de DSM, t
CH _{4(E-torchage)}	=	émissions de CH ₄ libérées par suite du torchage des gaz d'enfouissement de DSM absorbés, t

Pour déterminer la quantité de CH₄ libérée par suite du torchage, on utilise un pourcentage d'efficacité de contrôle des émissions attribuables au torchage de 99,7 %. Cette valeur est tirée du tableau 2.4-3 du chapitre 2.4 du document AP 42 de l'EPA (1995). La quantité de CH₄ libérée par suite du torchage des gaz d'enfouissement est calculée comme suit :

Équation A3-64:

$$\text{CH}_4(\text{E-torchage}) = \text{CH}_4(\text{torchage}) \times (1 - \text{Eff}_{(\text{contrôle-torchage})})$$

où :

$\text{CH}_4(\text{E-torchage})$	= émissions de CH_4 libérées par suite du torchage des gaz d'enfouissement de DSM, t/an
$\text{CH}_4(\text{torchage})$	= CH_4 éliminé par torchage, t/an
$\text{Eff}_{(\text{contrôle-torchage})}$	= efficacité du contrôle des émissions dues au torchage, fraction

Les quantités de CH_4 recueillies entre 1983 et 1996 proviennent d'enquêtes ponctuelles réalisées par Environnement Canada⁸⁰. Pour la période de 1997 à 2003, les données ont été recueillies directement auprès d'exploitants de décharges particulières, par le Bureau national de la prévention de la pollution d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2003a). Les données de 2005 sur le captage du CH_4 sont tirées d'une étude réalisée pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2007). Les données de 2006 et 2007 sur l'absorption et l'utilisation de CH_4 proviennent d'une étude réalisée par la Division des gaz à effet de serre (GES) d'Environnement Canada en 2008 (Environnement Canada, 2009). En règle générale, les données relatives au captage des gaz d'enfouissement sont recueillies à chaque année impaire, pour les besoins de l'inventaire national de GES. Les données qui s'appliquent aux années paires subséquentes sont moyennées à partir des années impaires, à compter de 1997. Cependant, puisque les données des installations ont été recueillies en 2006 et en 2007 pour le rapport de 2008, ces données ont été utilisées pour les estimations figurant dans la déclaration de 2009. Le Tableau A3-45 illustre la quantité de CH_4 captée et éliminée par torchage entre 1990 et 2007⁸¹.

Tableau A3-45: Quantité estimative de CH_4 produit par les DSM captée, éliminée par torchage et libérée de 1990 à 2007

Année	CH_4 produit (kt)	CH_4 capté (kt)	CH_4 éliminé par torchage (kt)	CH_4 libéré par torchage (kt)	CH_4 libéré (kt)
1990	915,988	192,661	23,614	0,071	723,397
1991	932,216	195,641	27,175	0,082	736,657
1992	948,603	204,782	35,291	0,106	743,926
1993	964,988	209,390	44,461	0,133	755,732
1994	981,259	223,362	56,729	0,170	758,067
1995	997,276	243,442	69,355	0,208	754,042
1996	1 012,902	264,551	78,672	0,236	748,587
1997	1 027,979	267,803	81,001	0,243	760,419

4. Perkin, communication personnelle (lettre datée de juillet 1998). Bureau national de la prévention de la pollution, Environnement Canada.

⁵: Les installations de collecte des gaz d'enfouissement suivantes n'avaient pas fourni de données en décembre 2008 pour les années 2006 et 2007 : Mirabel (QC) et Sainte-Cécile-de-Milton (QC) bien qu'elles aient fourni des données aux fins de l'inventaire de 2005. On a donc présumé que les données de 2005 étaient demeurées inchangées en 2006 et 2007. De plus, une nouvelle installation de collecte des gaz d'enfouissement au Québec (celle de Saint-Étienne-de-Grès) n'avait pas fourni de données en décembre 2008.

Année	CH ₄ produit (kt)	CH ₄ capté (kt)	CH ₄ éliminé par torchage (kt)	CH ₄ libéré par torchage (kt)	CH ₄ libéré (kt)
1998	1 038,313	271,817	90,797	0,272	766,769
1999	1 050,398	275,830	100,593	0,302	774,870
2000	1 064,297	294,287	117,904	0,354	770,364
2001	1 077,382	312,743	135,214	0,406	765,045
2002	1 089,744	312,561	137,063	0,411	777,594
2003	1 102,888	312,378	139,342	0,418	790,928
2004	1 116,776	312,950	146,918	0,441	804,266
2005	1 132,493	313,523	154,493	0,463	819,434
2006	1 149,979	304,701	130,804	0,392	845,670
2007	1 165,394	329,964	164,901	0,495	835,924

A3.5.1.2 Sources de données

Les données portant sur l'élimination des déchets proviennent d'une enquête sur les déchets que mène tous les deux ans Statistique Canada (2000, 2003, 2004, 2007, 2008a). Les données de Statistique Canada sur l'élimination des déchets en 1998, 2000, 2002, 2004 et 2006 servent à estimer les quantités de DSM pour l'inventaire national des GES.

Les données relatives au captage et au torchage des gaz d'enfouissement pour la période de 1997 à 2003 ont été recueillies directement auprès d'exploitants de décharge particuliers, tous les deux ans, par le Bureau national de la prévention de la pollution d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2003a). Les données de 2005 sur le captage du CH₄ sont tirées de l'étude intitulée *An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada*, réalisée pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2007). Les données de 2007 sur le captage du CH₄ sont tirées d'une étude ultérieure menée par la Division des gaz à effet de serre (Environnement Canada, 2009).

A3.5.2 Émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées

A3.5.2.1 Méthodologie

Traitement des eaux usées municipales

La méthode par défaut proposée par le GIEC pour calculer les émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées domestiques ne peut être utilisée parce que les données requises (volume d'eau usée traitée) ne sont pas disponibles. En revanche, on utilise une méthode mise au point pour Environnement Canada (ORTECH Corporation, 1994) afin de calculer un coefficient d'émission. Cette méthode présume que le taux de production du CH₄ attribuable à la décomposition anaérobie des matières organiques présentes dans les eaux usées est de 0,22 kg CH₄/kg DBO₅ (demande biochimique en oxygène sur cinq jours) et que le taux quotidien de charge de DBO₅ par habitant est de 0,050 kg DBO₅/personne/jour. En prenant pour base ces deux hypothèses, on estime que les eaux usées traitées par voie anaérobie sont susceptibles d'émettre 4,015 kg CH₄/personne par année. Le coefficient d'émission du CH₄ se calcule comme suit.

Équation A3-65:

CE_{CH_4} (kg CH₄/personne par an) = (taux de charge de DBO₅ par personne) % (taux de production de CH₄)

$$= \left(\frac{0,05 \text{ kg DBO}_5}{\text{personne} \cdot \text{jour}} \right) \times \left(\frac{365 \text{ jours}}{\text{an}} \right) \times \left(0,22 \frac{\text{kg CH}_4}{\text{kg DBO}_5} \right)$$

$$= \left(4,015 \frac{\text{kg CH}_4}{\text{personne} \cdot \text{jour}} \right)$$

Le pourcentage des eaux usées traitées par voie aérobie (traitement des eaux usées primaire et secondaire) et par voie anaérobie (traitement en bassin de stabilisation) est tiré de la base de données sur l'utilisation des eaux municipales pour les années suivantes : 1983, 1986, 1989, 1991, 1994, 1996 et 1999 (Environnement Canada, 1983-1999). Étant donné la forte corrélation entre le débit volumétrique des effluents municipaux et la population, on peut estimer les données manquantes correspondant à la période de 1983 à 1999 en reliant les données sur l'utilisation des eaux (Environnement Canada, 1983-1999) aux données démographiques provinciales pour cette période (Statistique Canada, 2006, 2008b). Cette méthode d'estimation est compatible avec la méthode de substitution du GIEC (GIEC, 2000). Pour estimer le pourcentage des eaux usées traitées de 2000 à 2007, on applique aux valeurs de la base de données sur l'utilisation des eaux de 1983 à 1999 une fonction de croissance basée sur les populations provinciales de 1983 à 2007 (Statistique Canada, 2006, 2008b). Cette méthode d'estimation est compatible avec la méthode d'extrapolation du GIEC (GIEC, 2000).

Pour calculer les émissions de CH₄, on multiplie les coefficients d'émission par la population de leurs provinces respectives (Statistique Canada, 2006, 2008b) et par la fraction d'eaux usées ayant fait l'objet d'un traitement anaérobie.

Équation A3-66:

$$CH_{4(x)} = CE_{CH_4} \times P_x \times \text{Frac}_{AN(x)}$$

où :

$CH_{4(x)}$	=	émissions de CH ₄ provenant du traitement des eaux usées dans la province x, t/an
CE_{CH_4}	=	coefficient d'émission de CH ₄ pour le traitement des eaux usées, t/personne/année
P_x	=	population de la province x
$\text{Frac}_{AN(x)}$	=	fraction des eaux usées traitées par voie anaérobie dans la province x

Les émissions de CH₄ sont également calculées à l'aide de la méthode de contrôle du GIEC concernant les émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées domestiques (GIEC, 2000). Le calcul de la méthode de contrôle est le suivant :

Équation A3-67:

$$WM = P \times D \times SBF \times CE \times FTA \times 365 \times 10^{-12}$$

où :

WM	=	émissions de CH ₄ , par pays, des eaux usées domestiques, Tg
P	=	population du pays
D	=	charge organique de la demande biochimique en oxygène par personne, g DBO/personne par jour : 60 g DBO/personne par jour est la valeur utilisée (tableau 6.5 des lignes directrices du GIEC; GIEC/OCDE/AIE, 1997))
SBF	=	fraction de la DBO qui se stabilise facilement : valeur par défaut = 0,5
CE	=	coefficient d'émission, g CH ₄ /g DBO : valeur par défaut = 0,6
FTA	=	fraction de la DBO présente dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie : valeur par défaut = 0,8

La méthode de contrôle du GIEC prescrit que, pour les pays qui recourent exclusivement à des procédés aérobies, la fraction de la DBO dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie (FTA) serait nettement inférieure ou égale à zéro. Le GIEC recommande d'utiliser dans ces cas la méthode intégrale qui est exposée dans ses Recommandations en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux (GIEC, 2000). Le Canada se range dans cette catégorie. Cependant, comme il manque certaines des données requises, on utilise la méthode de contrôle pour vérifier l'exactitude de la méthode d'ORTECH Corporation (1994). On détermine la FTA à partir de la moyenne pondérée du pourcentage de personnes desservies par un traitement anaérobie, comme suit :

Équation A3-68:

$$FT_i = \sum_x \frac{\%AN_{x,i} \times P_{x,i}}{P_{tot,i}}$$

où :

FT _i	=	fraction de la DBO présente dans les boues qui se dégradent par voie anaérobie pour une année i
%AN _{x,i}	=	pourcentage de la population desservie par le traitement des eaux usées par voie anaérobie dans la province x dans une année i
P _{x,i}	=	population de la province x pour une année i
P _{tot,i}	=	population du Canada pour une année i

La différence dans les émissions de CH₄ entre la méthode de contrôle du GIEC et la méthode d'ORTECH Corporation (1994) est principalement attribuable au choix du coefficient d'émission. Le coefficient d'émission par défaut du GIEC est de 0,6 g CH₄/g DBO. Le coefficient d'émission utilisé dans la méthode d'ORTECH Corporation (1994) (0,22 g CH₄/g DBO) est tiré d'une étude menée par Thorneloe (1993).

Il est possible qu'il y ait une part de traitement anaérobie dans la catégorie du traitement des eaux usées secondaires. Cependant, bien que le pourcentage d'eaux usées au stade du traitement secondaire qui sont traitées par voie anaérobie ne soit pas quantifié dans la base de données sur l'utilisation des eaux municipales (Environnement Canada, 1983-1999), on ne s'attend pas à ce qu'il soit significatif.

Le Tableau A3-46 illustre le pourcentage des eaux usées traitées par voie anaérobie (bassins de stabilisation) pour la période de 1983 à 2007. Le reste des eaux usées reçoit un traitement aérobie (traitement primaire et secondaire). On présume que les bassins de stabilisation des déchets (lagunes facultatives) sont anaérobies, puisqu'il s'agit de systèmes principalement anaérobies dont la couche supérieure aérobie revient à des conditions anaérobies au cours de la nuit (Rich, 2005).

Tableau A3-46: Pourcentage des eaux usées traitées par voie anaérobie (par province et territoire)

Année	Traitement des eaux usées (% anaérobie)											
	T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	N.-B.	QC	ON	MB	SK	AB	C.-B.	T.N.-O. et NU	YN
1983	2,4	18,6	16,8	37,2	10,2	2,1	10,9	22,6	20,8	9,0	46,4	100,0
1986	2,3	13,6	16,9	37,1	8,5	2,2	11,1	20,9	20,6	8,4	43,0	100,0
1989	3,8	11,2	9,6	41,5	13,0	3,1	11,2	19,7	13,4	8,8	83,7	100,0
1990	2,7	10,4	10,1	41,9	13,3	3,2	11,2	21,8	10,2	8,7	83,7	100,0
1991	12,9	15,8	4,8	32,5	10,1	2,7	10,1	21,2	12,5	9,6	95,6	100,0
1992	7,7	11,7	6,1	37,7	12,4	3,1	10,8	21,7	7,9	9,3	100,0	100,0
1993	7,6	10,0	5,0	37,7	12,7	3,2	10,8	21,5	6,1	9,4	100,0	100,0
1994	11,0	15,8	14,3	29,5	13,8	2,4	9,9	18,8	12,2	5,6	97,5	100,0
1995	5,4	10,7	6,8	35,6	13,3	3,1	10,5	20,8	5,8	7,8	100,0	100,0
1996	19,8	13,8	11,6	28,9	16,3	2,2	9,2	20,0	12,7	6,1	97,7	91,2
1997	19,7	11,2	7,2	34,2	14,3	3,0	10,1	20,5	5,2	7,0	97,9	97,7
1998	25,3	11,3	7,3	34,5	14,5	3,0	10,0	20,5	3,1	6,9	97,6	98,0
1999	40,0	12,3	13,4	39,1	18,3	2,2	11,0	17,6	11,6	5,8	97,7	90,4
2000	36,3	11,2	7,9	35,1	15,6	2,9	10,1	20,9	3,0	6,5	98,1	89,5
2001	39,2	11,2	8,1	35,2	15,9	3,0	10,0	21,5	1,7	6,4	98,6	86,4
2002	40,4	11,1	7,8	35,3	16,3	3,0	9,9	21,7	0,0	6,4	99,0	88,9
2003	40,9	11,0	7,5	35,3	16,7	3,0	9,8	21,8	0,0	6,3	99,3	93,9
2004	41,4	10,8	7,2	35,3	17,1	3,0	9,7	21,7	0,0	6,2	99,5	96,3
2005	42,8	10,6	7,4	35,5	17,5	3,0	9,6	22,0	0,0	6,1	99,5	97,6
2006	44,6	10,7	7,4	35,8	18,0	3,1	9,5	22,1	0,0	5,9	99,6	98,4
2007	46,2	10,6	7,6	35,8	18,4	3,1	9,4	21,5	0,0	5,8	99,7	98,8

Traitement des eaux usées industrielles

Il n'existe à l'heure actuelle aucune estimation des émissions de ce sous-secteur. Toutefois, nous utiliserons la méthode suivante lorsque les données sur l'activité de ce sous-secteur deviendront disponibles.

Pour calculer les émissions de CH₄ dues au traitement des eaux usées industrielles, on adopte une approche descendante modifiée, inspirée des lignes directrices du GIEC et décrite à la figure 5.4 des recommandations du GIEC (GIEC, 2000). Comme le CH₄ provenant des eaux usées industrielles ne fait actuellement pas partie des principales catégories de sources, on utilise la case 1 de l'arbre de décision illustré à la figure 5.4 comme méthode de calcul des émissions de CH₄ (GIEC, 2000).

La valeur par défaut de 0,25 kg CH₄/kg demande chimique en oxygène (DCO) proposée par le GIEC est utilisée pour estimer les émissions de CH₄ attribuables au traitement des eaux usées

industrielles (GIEC, 2000). Le volume des eaux usées industrielles traitées est tiré d'enquêtes menées par Environnement Canada pour les années 1986, 1991 et 1996 (Environnement Canada, 1986, 1991, 1996a). Pour prévoir le volume des eaux usées industrielles traitées durant la période de 1997 à 2007, on applique une fonction de croissance aux valeurs de la Base de données sur l'utilisation des eaux industrielles pour 1986, 1991 et 1996. Cette méthode de prévision est compatible avec la méthode d'extrapolation de tendances du GIEC (GIEC, 2000). Les années manquantes correspondantes pour la période de 1987 à 1996 sont estimées en ajustant une fonction polynomiale aux données d'Environnement Canada (1986, 1991, 1996a) ainsi qu'aux données prévisionnelles (1997-2006). Pour estimer les coefficients de la fonction polynomiale, on utilise une méthode de régression linéaire multiple. C'est une fonction polynomiale d'ordre 6 qui offre le meilleur ajustement. Le Tableau A3-47 illustre les coefficients polynomiaux produits par la méthode de régression linéaire multiple pour chacun des groupes industriels.

Tableau A3-47: Coefficients polynomiaux établis par régression linéaire multiple et utilisés pour estimer la quantité des eaux usées industrielles traitées pour 1987-1990 et 1992-1995

	C	C ₁	C ₂	C ₃	C ₄	C ₅	C ₆
Aliments	5,05E+07	0	0	0	-4,75E-05	3,80E-08	-7,93E-12
Boissons	-4,11E+06	0	0	0	3,86E-06	-3,09E-09	6,43E-13
Produits du caoutchouc	1,02E+06	0	0	0	-9,58E-07	7,67E-10	-1,60E-13
Produits du plastique	2,50E+05	0	0	0	-2,35E-07	1,88E-10	-3,92E-14
Textiles (total)	-1,73E+07	0	0	0	1,64E-05	-1,31E-08	2,74E-12
Papier et produits connexes	-7,56E+07	0	0	0	7,17E-05	-5,76E-08	1,20E-11
Produits du pétrole et du charbon	-5,54E+06	0	0	0	5,23E-06	-4,19E-09	8,75E-13
Produits chimiques	1,54E+07	0	0	0	-1,46E-05	1,17E-08	-2,44E-12

Note : Les coefficients ayant été arrondis, il est possible qu'ils ne donnent pas un résultat total exact pour ce qui est du volume des eaux usées industrielles traitées.

Les quantités d'eaux usées industrielles traitées durant les années 1987-1990 et 1992-1995 se calculent à l'aide de l'équation suivante :

Équation A3-69:

$$V_x = (C_6 \times X^6) + (C_5 \times X^5) + (C_4 \times X^4) + (C_3 \times X^3) + (C_2 \times X^2) + (C_1 \times X) + C$$

où :

V _x	=	Volume des eaux usées traitées durant l'année x, (millions de mètres cubes)
C _i	=	coefficient d'ordre i
X	=	année d'intérêt

Le tableau A3-12 illustre la quantité d'eaux usées industrielles traitées par groupe d'industries pour la période de 1986 à 2007.

Tableau A3-48: Volume d'eaux usées traitées par type d'industrie de 1986 à 2007

Année	Volume des eaux usées traitées (millions de mètres cubes)							
	Aliments	Boissons	Produits du caoutchouc	Produits du plastique	Textile (total)	Papier et produits connexes	Produits du pétrole et du charbon	Produits chimiques
1986	352	15	5	7	25	2 286	33	208
1987	282,0	20,6	3,7	6,7	44,5	2 353,1	39,4	190,0
1988	229,7	25,2	2,9	6,4	55,8	2 367,1	43,1	180,3
1989	191,8	28,8	2,4	6,2	60,8	2 341,2	44,8	177,1
1990	165,5	31,6	2,3	6,1	61,1	2 286,9	44,9	178,7
1991	147,5	33,9	2,3	6,0	58,3	2 214,3	44,0	183,9
1992	137,4	35,5	2,5	5,9	52,8	2 133,0	42,3	191,0
1993	131,4	36,7	2,8	5,9	46,6	2 049,5	40,3	199,2
1994	128,5	37,7	3,1	5,9	40,1	1 969,9	38,1	207,5
1995	127,1	38,3	3,4	5,9	34,1	1 898,9	36,1	215,4
1996	128,6	38,4	3,6	5,9	28,3	1 847,5	34,4	220,9
1997	125,1	39,4	3,9	5,9	24,5	1 781,8	32,7	229,1
1998	121,7	40,4	4,3	5,9	21,2	1 718,4	31,2	237,7
1999	118,4	41,4	4,7	5,8	18,3	1 657,3	29,7	246,6
2000	115,2	42,4	5,2	5,8	15,9	1 598,3	28,3	255,8
2001	112,1	43,5	5,6	5,8	13,7	1 541,5	26,9	265,3
2002	109,1	44,6	6,2	5,8	11,9	1 486,6	25,6	275,3
2003	106,1	45,7	6,7	5,8	10,3	1 433,7	24,4	285,5
2004	103,3	46,9	7,4	5,7	8,9	1 382,7	23,2	296,2
2005	100,5	48,1	8,1	5,7	7,7	1 333,6	22,1	307,3
2006	97,8	49,3	8,8	5,7	6,7	1 286,1	21,0	318,7
2007	95,1	50,5	9,6	5,7	5,8	1 240,4	20,0	330,6

Les émissions de CH₄ se calculent en multipliant le volume des eaux usées traitées pour chaque type d'industrie par la valeur de demande chimique en oxygène (DCO) correspondante, suivie du coefficient d'émission par défaut de 0,25 kg CH₄/kg DCO (GIEC, 2000) et de la fraction des eaux usées traitée par voie anaérobie. Avant 2006, selon les informations disponibles, aucune industrie importante ne procédait au traitement anaérobie de ses eaux usées.⁸² Toutefois, nous savons maintenant que de telles installations fonctionnaient en 2006, mais aucune information quantitative n'est actuellement disponible à ce sujet. On utilise les valeurs par défaut de la DCO proposées par le GIEC (GIEC, 2000) dans la mesure du possible, soit lorsque les secteurs industriels du GIEC correspondent aux secteurs industriels inclus dans les enquêtes d'Environnement Canada. Les groupes industriels figurant au

⁸² Kel Hicke, communication personnelle (8 mars 2006), Environmental Management Branch, C.P. 9342, Stn Gouvernement provincial, Victoria, C.-B., Canada; Francis Flynn, communication personnelle (7 mars 2006), Service de l'assainissement des eaux, Direction des politiques du secteur industriel, Ministère de l'Environnement du Québec. Ces communications personnelles portaient sur le traitement anaérobie des eaux usées industrielles.

Tableau A3-48 ont été choisis parmi l'ensemble des groupes à la source de déchets industriels mentionnés dans le rapport d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1986, 1991, 1996a) en raison de la disponibilité de valeurs de DCO pour un certain nombre de groupes industriels (GIEC, 2000). Le Tableau A3-49 présente les secteurs industriels inclus dans les enquêtes d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1986, 1991 et 1996a) ainsi que les valeurs de DCO par défaut correspondantes choisies par le GIEC pour représenter les secteurs industriels (GIEC, 2000).

Tableau A3-49: Valeurs de DCO utilisées dans l'estimation des émissions de CH₄, par type d'industrie

Groupe industriel	Type d'industrie du GIEC	Composant organique dégradé du GIEC - DCO (g/L)
Aliments	Légumes, fruits et jus	5,0
Boissons	Boissons gazeuses	2,0
Produits du caoutchouc	Produits chimiques organiques	3,0
Produits du plastique	Plastiques et résines	3,7
Textiles primaires et produits textiles	Textiles (naturels)	0,9
Produits du bois	ND	ND
Papier et produits connexes	Pâtes et papiers (combinés)	9,0
Métaux de première fusion	ND	ND
Produits métalliques ouvrés	ND	ND
Matériel de transport	ND	ND
Produits minéraux non métalliques	ND	ND
Produits du pétrole et du charbon	Raffineries de pétrole	1,0
Produits chimiques	Produits chimiques organiques	3,0

Notes :

Sources : GIEC (2000), sauf le groupe Industriel qui provient d'Environnement Canada (1986, 1991, 1996a).

ND = Non disponible

Les émissions de CH₄ qui s'appliquent au traitement des eaux usées industrielles sont calculées à l'échelle nationale comme suit :

Équation A3-70:

$$CH_4(\text{type d'industrie}) = V_{(\text{type d'industrie})} \times DCO_{(\text{type d'industrie})} \times CE_{CH_4} \times \text{Frac}_{(\text{anaérobie})}$$

où :

- CH₄(type d'industrie) = émissions de CH₄ produites par type d'industrie, t/an
- V_(type d'industrie) = volume des eaux usées traitées, L/an
- DCO_(type d'industrie) = demande chimique en oxygène par type d'industrie, kg/L
- CE_{CH₄} = coefficient d'émission de CH₄ : valeur par défaut du GIEC = 0,000 25 t CH₄/kg DCO
- Frac_(anaérobie) = fraction des eaux usées traitées par voie anaérobie

A3.5.2.2 Sources de données

Les pourcentages des eaux usées traitées par voie aérobie (traitement des eaux usées primaire et secondaire) et par voie anaérobie (traitement en bassin de stabilisation) sont tirés de la base de données sur l'utilisation des eaux municipales pour les années suivantes : 1983, 1986, 1989, 1991, 1994, 1996 et 1999 (Environnement Canada, 1983-1999).

Le volume des eaux usées industrielles traitées provient d'enquêtes menées par Environnement Canada pour les années 1986, 1991 et 1996.

A3.5.3 Émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées

A3.5.3.1 Méthodologie

Les émissions de N₂O attribuables au traitement des eaux usées municipales se calculent à l'aide de la méthode par défaut du GIEC (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Cette méthode estime les émissions en prenant pour base la quantité d'azote présente dans les déchets et en présumant qu'une quantité de 0,01 kg N₂O-N/kg d'azote des déchets sera produite.

Pour estimer la quantité d'azote présente dans les déchets, on présume que les protéines renferment 16 % d'azote (GIEC/OCDE/AIE, 1997). La consommation canadienne de protéines est tirée des statistiques sur l'alimentation publiées annuellement (Statistique Canada, 2008c) et illustrées au Tableau A3-50. Les données sont fournies pour les années 1991, 1996 et 2001 à 2007. Une application de régression linéaire multiple permet d'estimer les données des autres années à partir des données de Statistique Canada.

Tableau A3-50: Consommation canadienne de protéines

Année	Consommation de protéines (g/personne/jour)
1990	65,26
1991 ^a	66,19
1992	66,55
1993	67,20
1994	67,86
1995	68,52
1996 ^a	68,59
1997	69,87
1998	70,56
1999	71,25
2000	71,95
2001 ^a	72,97
2002	72,79
2003 ^a	71,76
2004 ^a	72,18
2005 ^a	70,95
2006 ^a	70,95
2007 ^a	71,51

Sources :

a. Statistique Canada (2008c), Statistiques sur les aliments, n^o 21-020-X au catalogue. Les données ont été ajustées pour tenir compte des pertes qui peuvent survenir dans les magasins et les foyers et au moment de la cuisson et du service à la table.

Le coefficient d'émission du N₂O se calcule comme suit :

Équation A3-71:

$$CE_{N_2O} = CP \times CE_{N_2O-N} \times \text{Frac}_{NPR} \times \frac{44}{28}$$

où :

CE_{N_2O}	=	coefficient d'émission, kg N ₂ O/personne/an
CP	=	absorption annuelle de protéines par habitant, kg/personne/an (Statistique Canada, 2008c)
CE_{N_2O-N}	=	coefficient d'émission : valeur par défaut de 0,01 (0,002-0,12) kg N ₂ O-N/kg d'azote de déchets produit
Frac_{NPR}	=	fraction de l'azote présent dans les protéines : valeur par défaut = 0,16 kg N/kg de protéines
44/28	=	coefficient stoechiométrique utilisé pour convertir l'azote en N ₂ O

Les émissions sont calculées en multipliant le coefficient d'émission par la population de chaque province (Statistique Canada 2006 et 2008b) :

Équation A3-72:

$$N_2O_s = CE_{N_2O} \times NR_{PERSONNE}$$

où :

N_2O_s	=	émissions de N ₂ O attribuables aux déchets humains, en kg N ₂ O-N/an
CE_{N_2O}	=	coefficient d'émission, kg N ₂ O/personne/an (équation A3-71).
$NR_{PERSONNE}$	=	nombre de personnes dans le pays

A3.5.3.2 Sources de données

Les données de la consommation canadienne de protéines sont tirées des statistiques sur l'alimentation publiées annuellement (Statistique Canada, 2008c).

Les données démographiques provinciales sont tirées de Statistique Canada (Statistique Canada, 2006, 2008b).

A3.5.4 Émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des déchets municipaux**A3.5.4.1 Méthodologie**

L'arbre de décision du GIEC, illustré à la figure 5.5 pour les émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des déchets, définit ce qui constitue une bonne pratique dans l'adaptation des méthodes proposées dans *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 1996* (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Comme on ne dispose pas de données ventilées par pays sur la teneur en carbone, on choisira la case 2 de l'arbre de décision de la figure 5.5 (GIEC) comme méthode de calcul des émissions de CO₂.

Les trois étapes de la méthode mise au point pour estimer les émissions de CO₂ attribuables à l'incinération des déchets sont les suivantes :

Calcul de la quantité de déchets incinérés : La quantité de déchets incinérés chaque année est fondée sur deux sources principales. La quantité de DSM incinérés en 1992 a été estimée à partir d'une étude menée par la Direction générale des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1996b). Quant à la quantité de DSM incinérés durant les années 1999, 2000 et 2001, elle a été estimée à partir de l'étude intitulée « Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1999-2001 » menée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2003b). Une équation polynomiale d'ajustement de courbe permet d'estimer la quantité de DSM incinérés de 1991 à 1998 à partir des valeurs fournies par A.J. Chandler & Associates Ltd. et Environnement Canada. Pour estimer les coefficients de la fonction polynomiale, on a recours à une application de régression linéaire multiple (outil pour une série statistique LINEST de Microsoft Excel). C'est une fonction polynomiale d'ordre 13 qui offre le meilleur ajustement. Cette méthode d'estimation (régression linéaire multiple) est compatible avec la méthode d'interpolation du GIEC (GIEC, 2000). Pour estimer la quantité de DSM incinérés de 2002 à 2007, on effectue une extrapolation des tendances en utilisant les valeurs d'incinération des DSM d'A.J. Chandler & Associates Ltd. et d'Environnement Canada pour toutes les provinces visées à l'exception du Québec et de l'Ontario, où seule la première source est utilisée. En Ontario, une des usines d'incinération a fermé ses portes à la fin de 2001. La quantité de déchets incinérés dans cette province pour la période de 2002 à 2007 a donc été estimée en corrélant les valeurs d'incinération d'A.J. Chandler & Associates Ltd. pour 1999-2001 avec les données démographiques (Statistique Canada, 2006 et 2008b) et en présumant que l'usine d'incinération de l'Ontario était fermée durant cette période.

Le Tableau A3-51 illustre les valeurs estimées relativement à l'incinération des DSM pour la période de 1990 à 2007.

Tableau A3-51: Estimation des DSM incinérés (par province) de 1990 à 2007

Année	DSM incinérés					
	T.-N.-L.	Î.-P.-É.	N.-É.	QC	ON	C.-B.
1990	0	32 000	76 500	619 522	258 700	239 752
1991	0	32 000	53 458	564 219	266 361	252 214
1992	35 500	29 800	56 700	541 100	277 000	257 500
1993	0	32 000	57 953	530 107	255 272	262 964
1994	0	32 000	57 564	508 308	251 779	265 179
1995	0	32 000	55 924	483 314	249 873	265 668
1996	0	32 000	53 421	455 098	249 719	264 723
1997	0	32 000	50 443	423 631	251 484	262 637
1998	0	32 000	47 385	388 882	255 337	259 705
1999	0	32 212	45 000	298 904	258 429	254 800
2000	0	33 000	42 000	303 887	270 811	256 400
2001	0	32 224	42 000	303 910	281 671	246 700
2002	0	32 662	41 487	307 715	165 060	251 949
2003	0	32 824	39 079	310 700	178 747	251 718
2004	0	33 036	37 246	314 041	192 169	251 406
2005	0	33 214	38 641	317 108	204 647	251 009
2006	0	33 151	38 574	320 418	217 032	250 563
2007	0	33 244	40 491	324 052	228 636	249 927

Note : Usine d'incinération de l'Ontario fermée à la fin de 2001.

Établissement des coefficients d'émission : Les coefficients provinciaux d'émission de CO₂ ont été mis au point à partir d'une étude menée par la Direction générale des déchets dangereux

d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1996b). Ces coefficients sont fondés sur l'hypothèse que le carbone contenu dans les déchets subit une oxydation complète et se transforme entièrement en CO₂.

La ventilation par province des types de déchets incinérés en 1992 a été estimée par la Direction générale des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1996b). La quantité de déchets incinérés a été divisée en trois catégories : le papier, le plastique et les matières organiques. Conformément aux *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre - Version révisée 1996* (GIEC/OCDE/AIE, 1997), l'estimation des émissions tient compte uniquement des émissions de CO₂ qui résultent de l'incinération du carbone présent dans les déchets d'origine fossile (p. ex. les plastiques, certains textiles, le caoutchouc, les solvants liquides et les huiles usées) (GIEC, 2000). Pour mettre au point un coefficient d'émission qui exclut les émissions résultant de l'incinération de la biomasse, il faut donc estimer la proportion de matière d'origine fossile dans les déchets. On obtient une ventilation estimative de la composition organique en calculant la moyenne des données de composition des déchets tirées de trois documents publiés (Environnement Canada, 1994, 1995a, 1995b). Le Tableau A3-52 illustre la ventilation de la composition organique ainsi obtenue.

Tableau A3-52: Composition organique estimative des DSM

Composant	% des matières organiques totales
Déchets de jardin	41
Déchets alimentaires	31
Déchets ligneux	16
Textiles	10
Caoutchouc	2
Autres	0
Total des matières organiques	100

La quantité de carbone à base de combustibles fossiles disponible dans les déchets incinérés est déterminée à l'aide des valeurs caractéristiques de teneur en carbone en pourcentage du poids total. Les valeurs de quantité de carbone et de teneur en humidité sont tirées de Tchobanoglous *et al.* (1993) et de Peavy *et al.* (1985). Pour estimer la quantité de carbone par tonne de déchets, on soustrait la teneur en humidité de la masse des déchets d'origine fossile et on multiplie le résultat par la teneur en carbone du type de déchet. On détermine la portion des déchets organiques d'origine fossile en multipliant la quantité de déchets organiques par le pourcentage de la composition d'origine fossile, comme suit :

Équation A3-73:

$$\text{Type déchets}_{\text{Origine fossile}} = M_{\text{Total}} \times (1 - \% \text{ Organique}_{\text{Comp}})$$

où :

- Type déchets_{Origine fossile} = quantité de déchets à base de combustibles fossiles incinérés, t
- M_{Total} = quantité de déchets incinérés, t (données de 1992 provenant d'Environnement Canada (1996b))
- %Organique_{Comp} = pourcentage de composition organique par type de déchets (Environnement Canada 1994; Environnement Canada 1995a; Environnement Canada 1995b)

Pour convertir la quantité de carbone d'origine fossile en tonnes de CO₂ par tonne de déchets, on la multiplie par le rapport entre la masse moléculaire du CO₂ et celle du carbone. La dérivation du coefficient d'émission de CO₂ est illustrée dans les équations suivantes :

Équation A3-74:

$$C_{\text{Dispo}(y)} = (\text{Type déchets}_{\text{Origine fossile}}) \times (1 - \% \text{ Humidité}) \times \% C_{\text{Type déchets}}$$

où :

$C_{\text{Dispo}(y)}$	=	carbone disponible par type de déchets dans la province y, t
$\text{Type déchets}_{\text{Origine fossile}}$	=	quantité de déchets à base de combustibles fossiles incinérés, t (données de 1992 d'Environnement Canada) (1996b)
% Humidité	=	% de la teneur en humidité par type de déchets (Tchobanoglous <i>et al.</i> , 1993)
% $C_{\text{Type déchets}}$	=	pourcentage de carbone par type de déchets (poids sec) (Tchobanoglous <i>et al.</i> , 1993)

Équation A3-75:

$$CE_{\text{CO}_2-1992(y)} = \left(\frac{\sum C_{\text{dispo}(y)}}{M_{\text{dispo}(y)}} \right) \times \frac{44}{12}$$

où :

$CE_{\text{CO}_2-1992(y)}$	=	coefficient d'émission de CO ₂ provincial en 1992 pour l'incinération des déchets pour une province y, t CO ₂ /t de déchets incinérés
$C_{\text{dispo}(y)}$	=	carbone disponible par type de déchets dans la province y, t (voir l'Équation A3-74)
$M_{\text{Inc}(y)}$	=	masse totale de déchets incinérés en 1992 dans la province y, t
44/12	=	coefficient stoechiométrique utilisé pour convertir le carbone en CO ₂ .

Calcul des émissions de CO₂ : Les émissions sont calculées à l'échelle provinciale en multipliant la quantité de déchets incinérés par les coefficients d'émission applicables.

Équation A3-76:

$$CO_{2(x)} = CE_{\text{CO}_2-1992} \times (M_{\text{Inc}(x)/\text{province}})$$

où :

$CO_{2(x)}$	=	émissions de CO ₂ attribuables à l'incinération des déchets durant une année x, t/province par année
CE_{CO_2-1992}	=	coefficient d'émission de CO ₂ provincial en 1992 pour l'incinération des déchets, t CO ₂ /t de déchets incinérés
$M_{\text{Inc}(x)/\text{province}}$	=	masse de déchets incinérés par province dans une année x, t/an

A3.5.4.2 Sources de données

La quantité de DSM incinérés en 1992 a été estimée par la Direction des déchets dangereux d'Environnement Canada (Environnement Canada, 1996b). Quant à la quantité de DSM incinérés durant les années 1999, 2000 et 2001, elle a été estimée à partir d'une étude menée par

A.J. Chandler & Associates Ltd. pour le compte d'Environnement Canada (Environnement Canada, 2003b).

La quantité de carbone à base de combustibles fossiles disponible dans les déchets incinérés est déterminée à l'aide des constantes caractéristiques du carbone en pourcentage du poids total. Les constantes du carbone et la teneur en humidité proviennent de Tchobanoglous *et al.* (1993) et de Peavy *et al.* (1985).

A3.5.5 Émissions de N₂O attribuables à l'incinération des déchets

A3.5.5.1 Méthodologie

Incinération des déchets solides municipaux

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des DSM sont estimées en présumant que les cinq coefficients relatifs aux incinérateurs déterminés par le GIEC sont les plus représentatifs. Le coefficient d'émission de N₂O moyen pour la gamme définie comme étant les valeurs par défaut pour les cinq incinérateurs de DSM est de 0,148 kg/t de déchets incinérés (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Pour estimer les émissions, on multiplie le coefficient ainsi calculé par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On détermine ensuite les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

Équation A3-77:

$$N_2O_{MSW} = M_{MSW} \times CE_{N_2O-MSW}$$

où :

N_2O_{MSW}	=	émissions de N ₂ O attribuables à l'incinération des déchets solides municipaux, t/an
M_{MSW}	=	masse des déchets solides municipaux incinérés, t/an
CE_{N_2O-MSW}	=	coefficient d'émission de N ₂ O des DSM (0,148 kg N ₂ O/t DSM incinérés/1 000 kg/t)

Incinération des boues d'épuration

Les émissions de N₂O attribuables à l'incinération des boues d'épuration sont estimées à l'aide du coefficient d'émission par défaut du GIEC pour les lits fluidisés, soit 0,8 kg/t de boues d'épuration séchées incinérées (GIEC, 2000). Pour estimer les émissions, on multiplie le coefficient ainsi calculé par la quantité de déchets incinérés dans chaque province. On détermine ensuite les valeurs des émissions nationales en faisant la somme de ces émissions pour l'ensemble des provinces.

Équation A3-78:

$$N_2O_{SS} = M_{SS} \times CE_{N_2O-SS}$$

où :

N_2O_{SS}	=	émissions de N ₂ O attribuables à l'incinération des boues d'épuration, t/an
M_{SS}	=	masse des boues d'épuration séchées incinérées, t/an
CE_{N_2O-SS}	=	coefficient d'émission de N ₂ O des boues d'épuration (0,8 kg N ₂ O/t de boues sèches incinérées/1 000 kg/t)

A3.5.5.2 Sources de données

Les sources de données sur l'incinération des DSM sont énumérées à la section A3.5.4.2.

Les émissions de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990-1992 sont fondées sur une étude menée en 1994⁸³. Les données relatives aux années 1993-1996 ont été obtenues au moyen de sondages téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration (Environnement Canada, 1997). Les données relatives aux années 1997 et 1998 sont fondées sur une étude menée par Compass Environmental Inc. pour le compte d'Environnement Canada (1999). Les données sur les activités des années 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada (2003b).

A3.5.6 Émissions de CH₄ attribuables à l'incinération des déchets

A3.5.6.1 Méthodologie

Il est présumé que les émissions de CH₄ attribuables à l'incinération de DSM sont négligeables. Cependant, l'incinération des biosolides découlant du traitement des eaux usées municipales produit, elle, des émissions de CH₄. Le GIEC ne propose aucune méthode pour calculer les émissions de CH₄ résultant de l'incinération des déchets, mais recommande que les experts nationaux emploient des méthodes existantes ayant fait l'objet de publication (GIEC, 2000).

Les émissions de CH₄ sont estimées en prenant pour base des coefficients d'émission publiés par l'EPA (1995). Les coefficients d'émission sont établis à 1,6 t/kt de solides séchés totaux pour les incinérateurs de déchets à lit fluidisé et à 3,2 t/kt de solides séchés pour les incinérateurs à soles étagées, ces deux types d'incinérateurs étant équipés d'épurateurs de type Venturi. On présume que tous les incinérateurs sont du type à lit fluidisé.

Les émissions de CH₄ attribuables à l'incinération des boues d'épuration sont fonction de la quantité de solides séchés incinérés. Pour calculer les émissions de CH₄, la quantité de solides séchés incinérés est multipliée par un coefficient d'émission approprié. Les émissions de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990-1992 sont fondées sur une étude menée en 1994 (Fettes, communication personnelle, 1994). Les données relatives aux années 1993-1996 ont été obtenues au moyen de sondages téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration (Environnement Canada, 1997). Les données relatives aux années 1997 et 1998 sont fondées sur une étude menée par Compass Environmental Inc. pour le compte de EC (1999). Les données sur les activités des années 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada (2003b). Pour estimer la quantité de boues d'épuration incinérées de 2002 à 2007, on a effectué une analyse de régression linéaire à l'aide des valeurs d'incinération de DSM établies par A.J. Chandler & Associates Ltd. et Compass Environmental Inc.

Vu le nombre relativement restreint d'installations qui incinèrent des boues d'épuration au Canada, nous croyons que toutes les installations concernées ont été jointes et nous nous attendons à ce que les données sur les activités recueillies auprès des trois sources d'information soient complètes. Cela étant, la méthode que nous avons suivie pour estimer la quantité de boues d'épuration incinérées au cours des années de la série chronologique est uniforme.

⁸³ Fettes, W. Communication personnelle entre Senes Consultants et Puitan Bennet, février 1994.

Les estimations concernant l'incinération des boues d'épuration pour la période de 1990 à 2007 sont présentées au Tableau A3-53.

Tableau A3-53: Estimation de la quantité de boues d'épuration incinérées de 1990 à 2007

Année	Boues d'épuration incinérées (t, poids sec)				
	Québec	Ontario	Saskatchewan	Alberta	Total national
1990	49 200	222 795	1 840	0	273 835
1991	59 400	222 795	1 840	0	284 035
1992	79 800	222 795	1 840	0	304 435
1993	64 833	129 125	71	0	194 029
1994	100 181	93 072	59	0	193 311
1995	101 356	113 985	152	0	215 493
1996	93 276	112 697 ¹	70	0	206 043
1997	15 424	0	0	4 885	20 310
1998	18 341	0	0	4 951	23 292
1999	22 032	0	0	0	22 032
2000	24 651	0	0	0	24 651
2001	27 960	0	0	0	27 960
2002	31 096	0	0	0	31 096
2003	34 234	0	0	0	34 234
2004	37 373	0	0	0	37 373
2005	40 511	0	0	0	40 511
2006	43 649	0	0	0	43 649
2007	46 787	0	0	0	46,787

Note :

1. On observe un changement radical de la quantité de boues d'épuration incinérées en Ontario entre 1996 et 1997. Cela est attribuable à deux projets pilotes qui ont été approuvés au milieu des années 1990 pour l'élimination de déchets non incinérables de boues d'épuration. Le premier projet consistait à épandre les boues d'épuration traitées sur les champs d'agriculteurs à l'extérieur de Toronto, et le second à transporter les boues d'épuration en vue de les épandre sur des résidus miniers. Les deux projets se sont toutefois heurtés à des difficultés, en raison de problèmes d'odeur et de la quantité considérable de déchets qu'il fallait épandre dans les champs. À Toronto, de 1996 à 2000, les boues étaient stockées durant les périodes où il était impossible d'épandre les déchets excédentaires sur des terres. En 2001, dans le cadre d'un nouveau contrat, on a épandu des biosolides dans des champs d'agriculteurs de l'Ontario, et les biosolides excédentaires ont été acheminés à des décharges situées aux États-Unis.

Les émissions de CH₄ sont calculées comme suit :

Équation A3-79:

$$CH_{4(s)} = S_{inc} \times CE_{CH_4-FB}$$

où :

CH _{4(s)}	=	émissions de CH ₄ attribuables à l'incinération de déchets, t/an
S _{inc}	=	boues d'épuration séchées incinérées t/an
CE _{CH₄-FB}	=	coefficient d'émission de CH ₄ pour les incinérateurs à lit fluidisé : 1,6 t CH ₄ /kt de boues d'épuration incinérées/1 000 kg/t

A3.5.6.2 *Sources de données*

Les émissions de la quantité de solides séchés dans les boues d'épuration incinérées au cours des années 1990-1992 sont fondées sur une étude menée en 1994⁸⁴. Les données relatives aux années 1993-1996 ont été obtenues au moyen de sondages téléphoniques auprès d'installations qui incinèrent des boues d'épuration (Environnement Canada 1997). Les données relatives aux années 1997 et 1998 sont fondées sur une étude menée par Compass Environmental Inc. pour le compte de l'Environnement Canada (1999). Les données sur les activités des années 1999, 2000 et 2001 proviennent d'une étude réalisée par A.J. Chandler & Associates Ltd. pour Environnement Canada (2003b).

⁸⁴ Fettes, W. Communication personnelle entre Senes Consultants et Puitan Bennet, février 1994.

Annexe 4 Comparaison entre la méthode sectorielle et la méthode de référence

La présente annexe traite de l'énergie et des résultats du calcul des émissions de CO₂ obtenus avec la méthode de référence (MR), et on y compare les résultats obtenus à ceux provenant de la méthode sectorielle (MS). Elle comprend aussi un résumé du bilan énergétique national, qui constitue la principale source de données pour les deux méthodes.

A4.1 Comparaison entre la méthode de référence et la méthode sectorielle

Les résultats de la MR ont été comparés à ceux obtenus par la MS dans le cadre d'une vérification de l'énergie consommée et des émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles fossiles. La procédure a été effectuée sur toutes les années, de 1990 à 2007, et elle fait partie intégrante du rapport présenté à la CCNUCC.

La comparaison directe des résultats de la MR avec ceux de la MS fait ressortir des écarts considérables, étant donné que, dans la MS, le total des émissions et de l'énergie associées à la combustion de combustibles fossiles n'inclut pas le CO₂ provenant des utilisations non énergétiques des combustibles et des matières premières, tel que présenté au Tableau A4-1. La comparaison directe des résultats de la MR et de la MS montre un écart de 9,5 à 10,7 % dans l'énergie et un écart de 5,12 à 8,93 % dans les émissions.

Au Canada, on utilise de grandes quantités de combustibles fossiles comme matière première dans des procédés industriels comme la production d'aluminium, d'ammoniac et d'éthylène et dans la sidérurgie. Les émissions de CO₂ attribuables à ces procédés sont déclarées dans le secteur des procédés industriels, tandis que les émissions de CO₂ produites par les activités de torchage et de transformation pour la production et la transformation pétrolière et gazière figurent dans les tableaux du CUPR des émissions fugitives du secteur du pétrole et du gaz naturel. Étant donné que la MR et la MS ne comparent pas des sources d'émissions semblables, la comparaison préétablie de l'énergie et des émissions utilisée ne convient pas pour le Canada. Cela est corrigé en excluant les émissions de sources autres que la combustion liées à l'énergie consommée en tant que matières premières et ses émissions correspondantes.

Lorsque l'on exclut de la quantité d'énergie établie par la MR l'usage à des fins non énergétiques de combustibles fossiles, l'écart entre la MS et la MR ajustée varie de -3,39 à -1,74 %, alors que les émissions totales se situent entre -1,41 et 1,76 %. Une comparaison des résultats obtenus avec la MR ajustée et la MS est présentée au Tableau A4-1.

Tableau A4-1: Comparaison entre la méthode de référence ajustée et la méthode sectorielle pour le Canada

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	
Overall Energy Comparison																			
Reference Approach (PJ)	7184	7065	7276	7309	7533	7714	7966	8135	8217	8491	8836	8777	8906	9192	9182	9022	8869	9396	
Sectorial Approach (PJ)	6527	6386	6625	6636	6857	7022	7216	7347	7466	7725	8080	7986	8145	8426	8325	8198	8033	8580	
Percentage Difference without Adjustment (%)	10.1	10.6	9.8	10.1	9.9	9.9	10.4	10.7	10.1	9.9	9.3	9.9	9.3	9.1	10.3	10.1	10.4	9.5	
Reference Approach with Non-Energy Use of Fossil Fuels and Feedstock Adjustment (PJ)	6413	6263	6481	6485	6702	6891	7087	7213	7320	7585	7950	7826	7949	8209	8103	7921	7772	8289	
Percentage Difference with Adjustment - 100% x (RA-SA)/SA	-1.74	-1.92	-2.17	-2.28	-2.26	-1.86	-1.78	-1.82	-1.96	-1.81	-1.62	-2.01	-2.40	-2.58	-2.67	-3.38	-3.25	-3.39	
Non-Energy Use of Fossil Fuels and Feedstocks																			
Non-Energy Use of Liquid Fuels (PJ)	440	429	419	441	453	439	486	528	500	501	516	551	558	583	655	710	679	699	
Non-Energy Use of Solid Fuels (PJ)	125	139	140	138	134	138	137	132	135	142	148	141	139	142	146	152	156	139	
Non-Energy Use of Gaseous Fuels (PJ)	207	233	235	244	244	246	256	261	263	263	222	260	260	259	279	239	262	269	
Overall Emission Comparison																			
Reference Approach (Gg CO ₂)	447805	439951	449857	448209	460321	471833	485714	498354	504690	520208	543841	538209	540994	561187	555329	546368	530381	561536	
Sectorial Approach (Gg CO ₂)	413932	403896	417402	414495	427183	438277	449573	460599	467582	483563	506301	502595	509432	527900	521951	513344	500269	534174	
Percentage Difference without Adjustment (%)	8.18	8.93	7.78	8.13	7.76	7.66	8.04	8.20	7.94	7.58	7.41	7.09	6.20	6.31	6.39	6.43	6.02	5.12	
Reference Approach with Non-Energy Use of Fossil Fuels and Feedstock Adjustment (Gg CO ₂)	420702	410987	420865	417993	430104	440603	453291	465306	470765	487398	511215	506549	509068	528014	519699	511159	493388	526638	
Percentage Difference with Adjustment - 100% x (RA-SA)/SA	1.64	1.76	0.83	0.84	0.68	0.53	0.83	1.02	0.68	0.79	0.97	0.79	-0.07	0.02	-0.43	-0.43	-1.38	-1.41	
Carbon dioxide emissions from non-energy use of fossil fuel and feedstocks																			
Liquid (Gg CO ₂)	8717	8514	8664	9402	9604	10174	11208	11861	12912	11248	11365	11555	12401	13107	14827	14620	15782	15159	
Solid (Gg CO ₂)	10680	11950	12029	11852	11519	11788	11694	11291	11418	11980	12476	11862	11719	12039	12315	12820	13182	11679	
Gaseous (Gg CO ₂)	7705	8500	8300	8962	9094	9268	9521	9897	9582	8785	8243	7806	8027	8487	7770	8030	8062	8062	
Specific details on carbon dioxide emissions from non-energy use of fossil fuel and feedstocks																			
Liquid Fuels																			
Reference Approach (Gg CO ₂)	192894	181748	179326	181295	185624	186799	193373	201796	204233	205984	209018	211668	205833	219085	226910	218659	208807	217607	
Reference Approach with Non-Energy Use of Fossil Fuels and Feedstock Adjustment (Gg CO ₂)	184177	173234	170662	171893	176020	176826	182164	189935	191322	194737	197653	200113	193432	205977	212082	204039	193025	202447	
Carbon dioxide emissions from non-energy use of fossil fuel and feedstocks																			
Non-Energy Consumption of Ethane	1194	1194	1194	1238	1269	1195	1195	1283	1187	1218	1278	1816	1965	1903	2498	2739	2828	2830	
Non-Energy Consumption of Naphtha	165	174	159	125	97	72	78	95	74	72	130	82	65	66	44	41	36	36	
Non-Energy Consumption of Bitumen	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Non-Energy Consumption of Lubricants	1318	1223	1215	1272	1400	1427	1425	1554	1495	1507	1549	1451	1693	1734	1684	1735	1592	1615	
Non-Energy Consumption of Petrochemical Feedstock	1896	1768	1933	1916	1827	2186	2301	2275	2293	2436	2278	2122	2310	2218	2574	1929	2327	2385	
Non-Energy Use of Other Products	512	630	565	940	1050	1148	1763	2015	1589	1360	1487	1714	1572	2110	2987	3201	3512	3506	
Flaring for Oil Production and Processing (including Combined Oil & Gas)	3629	3524	3598	3911	3961	4146	4447	4639	6275	4656	4643	4370	4796	5076	5044	4972	5481	4788	
Sectorial Approach (Gg CO ₂)	177356	166584	167182	168159	172375	173784	177828	184464	189171	190946	194444	195570	194284	207619	212557	210461	202586	211520	
Percentage Difference with Adjustment - 100% x (RA-SA)/SA	3.85	3.99	2.08	2.22	2.12	1.64	2.44	2.97	1.14	1.99	1.65	2.32	-0.44	-0.79	-0.22	-3.05	-4.72	-4.29	
Solid Fuels																			
Reference Approach (Gg CO ₂)	100360	103939	107185	99834	103316	105842	107047	112330	118659	120043	128717	128367	126915	130197	125600	123673	119598	124443	
Reference Approach with Non-Energy Use of Fossil Fuels and Feedstock Adjustment (Gg CO ₂)	89680	91989	95156	87982	91797	94054	95353	101040	107240	108063	116240	116505	115196	118158	113284	110853	106416	112764	
Carbon dioxide emissions from non-energy use of fossil fuel and feedstocks																			
Non-Energy Use of Anthracite	173	132	172	198	197	232	278	278	274	257	273	187	149	163	158	153	155	33	
Non-Energy Use of Canadian Bituminous	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	464	211	
Non-Energy Use of Coke (iron and steel & other)	8056	9273	9219	8882	8194	8522	8308	8107	8317	8514	8521	7928	7771	7705	7877	7694	8409	6733	
Non-Energy Use of Foreign Bituminous	467	418	372	399	438	486	472	487	503	458	521	419	504	572	612	513	583	594	
Non-Energy Use of Lignite	123	127	123	196	151	167	186	189	154	119	197	204	200	215	238	267	267	232	
Non-Energy Use of Petroleum coke	1862	2000	2144	2177	2538	2381	2449	2229	2171	2632	2365	3123	3095	3365	3430	3729	3557	3550	
Sectorial Approach (Gg CO ₂)	91779	94143	97617	90820	94725	97231	98554	104798	110596	111012	119551	119633	118194	121044	116581	113631	110241	116703	
Percentage Difference with Adjustment - 100% x (RA-SA)/SA	-2.29	-2.29	-2.52	-2.91	-3.09	-3.27	-3.35	-3.59	-3.03	-2.66	-2.77	-2.61	-2.84	-2.38	-2.83	-2.44	-3.47	-3.38	
Gaseous Fuels																			
Reference Approach (Gg CO ₂)	154550	154264	163347	167800	171381	179191	185295	184228	181798	194180	206106	198174	208246	211906	202819	204037	201956	219486	
Reference Approach with Non-Energy Use of Fossil Fuels and Feedstock Adjustment (Gg CO ₂)	146845	145764	155047	158118	162287	169924	175774	174331	172204	184598	197321	189931	200440	203878	194333	196267	193926	211425	
Carbon dioxide emissions from non-energy use of fossil fuel and feedstocks																			
Non-Energy Consumption of Natural Gas	6339	7062	6713	7498	7668	7714	7889	8334	8035	8202	7616	6381	5947	6199	6569	6282	6260	6208	
Non-Energy Consumption of Butane	275	381	392	437	432	514	604	527	563	358	273	1137	977	1109	1182	813	912	1018	
Non-Energy Consumption of Propane	314	314	426	249	165	129	104	108	181	343	116	79	373	141	200	169	352	345	
Flaring from Natural Gas Production and Processing	778	743	770	772	829	911	924	927	816	679	779	646	509	578	536	506	505	491	
Sectorial Approach (Gg CO ₂)	144665	143019	152435	155530	156705	166954	172777	171185	167580	181376	192037	187137	196562	198863	192398	188951	187125	205633	
Percentage Difference with Adjustment - 100% x (RA-SA)/SA	1.51	1.92	1.71	1.66	1.62	1.78	1.73	1.84	2.76	1.78	2.75	1.49	1.97	2.52	1.01	3.87	3.63	2.82	

A4.2 Méthodologie relative à la méthode de référence

La méthode de référence suit essentiellement la méthode dite de référence du GIEC et utilise les facteurs de conversion énergétique propres au pays (en pouvoir calorifique supérieur [PCS]) et les coefficients d'émission. Au Canada, comme aux États-Unis, on se sert du PCS pour enregistrer la teneur énergétique des combustibles. Les quantités de combustibles tirées du BDEEC sont déclarées en unités physiques, sauf pour les sources internationales. Une analyse des données sur les sources internationales est présentée dans les sections suivantes : 3.4.1 Combustibles de source internationale, A2.4.2.3 Aviation civile (transport aérien intérieur) et A2.4.2.4 Transport maritime. Pour les combustibles primaires (pétrole brut, charbon et gaz naturel), les données sur les changements des stocks ont été ajustées pour tenir compte des transferts entre les produits, de la variation des stocks, d'autres ajustements et transformés pour d'autres combustibles afin de

déterminer la consommation apparente du combustible. Les données de changement des stocks de combustibles secondaires tiennent compte des importations, des exportations, des soutes internationales, des variations des stocks et d'autres ajustements.

Une fois la consommation apparente établie, on applique les facteurs de conversion énergétique et les coefficients d'émission de carbone propres au pays pour calculer la teneur en carbone et les émissions. Ces facteurs sont tirés de quatre sources : le rapport annuel de Statistique Canada sur l'offre et la demande d'énergie (BDEEC, n° 57-003 au catalogue), les documents *Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990* (Jaques, 1992) et *1998 Fossil Fuel and Derivative Factors* (McCann, 2000), et Mesures Canada, une agence d'Industrie Canada. Pour la majorité des combustibles fossiles, les coefficients d'émission et les facteurs d'oxydation utilisés proviennent de McCann (2000), Jaques (1992) et des données implicites du GIEC (1997).

Le Tableau A4-2 présente les coefficients d'émission, les facteurs de conversion énergétique, la valeur d'oxydation et l'attribution des combustibles utilisés dans la MR. Les facteurs de conversion énergétique sont tirés directement du BDEEC, sauf pour le pétrole brut, le gaz naturel, le coke de pétrole et le gaz de distillation, dont les facteurs pondérés ont été élaborés pour tenir compte de la quantité et de la variation de la teneur énergétique au point de consommation, comme pour l'utilisation commerciale ou l'utilisation à l'interne. Par exemple, pour les provinces où l'on produit du gaz naturel, il y a deux coefficients d'émission pour le gaz naturel, c'est-à-dire le gaz naturel marchand et non marchand, qui est consommé directement par les producteurs de gaz naturel.

Pour ajuster la MR afin qu'elle puisse être comparée à la MS, les utilisations non énergétiques de combustibles et de matières premières ainsi que le dioxyde de carbone émis correspondant doivent être calculés en utilisant les facteurs de stockage et les coefficients d'émission pour les processus industriels, présentés à l'annexe 12 du présent rapport d'inventaire national.

Tableau A4-2: Approche de référence pour la conversion de l'énergie et des coefficients d'émission pour le Canada

Fuel Types		Energy Conversion Factor, GCV			Carbon Emission Factor, (t C/TJ GCV)		Oxidation Factors (IPCC Default)	Comments		
		2007 Value	Unit	Reference	2007 Value	Reference				
Liquid Fossil	Primary Fuels	Crude Oil	38.52	TJ/ML	Refer to Comments	19.8	Refer to Comments	0.99	1) Energy values associated with LPG (for butane and propane), with refinery still gas and with petroleum coke have been allocated to Gaseous and Solid Fossil fuel category. 2) Weighted energy conversion and emission factor are based on country specific fuel types, quantity of fuel consumed and energy content or carbon content of liquid fuel.	
		Orimulsion	N/A	--	--	N/A	--	0.99		
		Natural Gas Liquids	17.22	TJ/ML	4	15.61	2	0.99		1) Report use of ethane from natural gas liquid. 2) Use of butane and propane have been allocated to the Gaseous Fossil fuel category.
	Secondary Fuels	Gasoline	35	TJ/ML	4	18.02	2	0.99	Use of aviation turbo fuel.	
		Jet Kerosene	37.4	TJ/ML	4	18.67	2	0.99		
		Other Kerosene	37.68	TJ/ML	4	18.53	2	0.99		
		Shale Oil	N/A	--	--	N/A	--	--		
		Gas/Diesel Oil	38.3	TJ/ML	4	19.06	2	0.99		Use of diesel fuel oil.
		Residual Fuel Oil	42.5	TJ/ML	4	20.07	2	0.99		Use of heavy fuel oil.
		LPG	IE	--	--	IE	--	--		Propane and butane from refineries have been allocated to Gaseous Fossil fuel category.
		Ethane	17.22	TJ/ML	4	15.61	2	0.995		1) Use of ethane from NGL. 2) Total available ethane is consumed as a feedstock in industrial processes.
		Naphtha	35.17	TJ/ML	4	19.33	3	0.99		Use of asphalt.
		Bitumen	44.46	TJ/ML	4	21.11	3	0.99		
		Lubricants	39.16	TJ/ML	4	19.66	3	0.99		Allocated to Solid Fossil fuel category.
		Petroleum Coke	IE	--	--	IE	--	--		
		Refinery Feedstocks	35.17	TJ/ML	4	19.33	3	0.99		Use of petrochemical feedstock in industrial processes
		Other Oil	38.8	TJ/ML	4	19.35	2	0.99		Use of light fuel oil.
	Other Liquid Fuels	Aviation Gasoline	33.52	TJ/ML	4	19.25	2	0.99		
		Other Product Feedstocks	39.82	TJ/ML	4	19.84	3	0.99		
	Solid Fossil	Primary Fuels	Anthracite	27.7	TJ/kt	4	23.74	3	0.99	
Coking Coal			28.83	TJ/kt	4	23.69	2	0.99		
Other Bituminous Coal			26.33	TJ/kt	4	20.97	2	0.99	Use of Canadian bituminous coal	
Sub-Bituminous Coal			19.15	TJ/kt	4	25.05	2	0.99		
Lignite			15	TJ/kt	4	29.97	2	0.99		
Oil Shale			N/A	--	--	N/A	--	--		
Peat			N/A	--	--	N/A	--	--		
Secondary Fuels		BKB & Patent Fuel	N/A	--	--	N/A	--	--		
		Coke Oven Gas	IE	--	--	IE	--	--		Allocated to Gaseous Fossil fuel category.
Other Solid Fuels		Petroleum Coke - Refinery and Upgrader	44.72	TJ/ML	4	22.71	6	0.99	Country specific weighted emission factors based on available emission factors for refining and upgrading (of oil sands to synthetic crude oil).	
		Foreign Bituminous Coal	29.82	TJ/kt	4	21.79	2	0.99		
Gaseous Fossil		Natural Gas	38.26	TJ/GL	4	14.12	2	0.995	Country specific weighted emission factor based on proportion of marketable and non-marketable natural gas.	
		Other Gaseous Fuels	Propane	25.31	TJ/ML	4	16.35	2	0.995	Includes consumption of NGL-propane.
Coke Oven Gas			19.14	TJ/ML	4	23.03	2	0.99	Includes consumption of NGL-butane.	
Butane			28.44	TJ/ML	4	16.67	2	0.995		
Still Gas - Refinery and Upgrader Fuel Gas	38.63		TJ/ML	4	13.34	6	0.99	Country specific weighted emission factor based on factors from refinery and from upgrading (of crude from oil sands to synthetic crude oil) activities.		
Gas Biomass	35.9		TJ/1000m ³	1.5	14.97	1.5	0.99	1) Consists of landfill gas. 2) Assumed a 99% oxidation factor.		
Biomass	Solid Biomass	18	TJ/kt	4	28.41	7	0.99	1) Consists of industrial and residential biomass consumption. 2) Assumed 99% oxidation.		
	Liquid Biomass	14.73	TJ/kt	4	18.92	3	0.95	1) Consists of spent pulping liquor, ethanol and biodiesel. 2) Weighted oxidation factor approximately 95%.		
	Gas Biomass	35.9	TJ/1000m ³	1.5	14.97	1.5	0.99	1) Consists of landfill gas. 2) Assumed a 99% oxidation factor.		

References: (1) IPCC/OECD/IEA (1997); (2) McCann (2000); (3) Jaques (1992); (4) Statistics Canada, #57-003 (2003 data); (5) Heat of Combustion of Fuels, retrieved April 12, 2006, from: http://www.webmo.net/curriculum/heat_of_combustion/heat_of_combustion_key.html; (6) Adapted from CIEEDAC - Canadian Industrial Energy End Use Data Analysis Centre; (7) US EPA (1996)

N/A = Not applicable; BKB = Charcoal briquettes; NGL = natural gas liquids; LPG = liquified petroleum gas

A4.3 Bilan énergétique national

Statistique Canada, le bureau de la statistique du Canada, fournit à Environnement Canada une grande partie des données sur les activités afin que le Ministère puisse estimer les émissions de gaz à effet de serre pour les secteurs de l'énergie et des procédés industriels. La Division de la fabrication et de l'énergie (DFE) de Statistique Canada est responsable de la collecte, de la compilation et de la diffusion du bilan énergétique dans sa publication annuelle intitulée *Bulletin sur la disponibilité et écoulement de l'énergie au Canada* (BDEEC, Statistique Canada n° 57-003). Cette division a pour objectif de faire en sorte que l'information recueillie en vertu de la *Loi sur la statistique* et utilisée pour calculer le bilan énergétique respecte les critères suivants de qualité : exhaustivité, uniformité, cohérence et exactitude. Le système de gestion de la qualité du bilan énergétique inclut également un processus d'examen interne et externe. La DFE a établi un cadre d'assurance de la qualité et ses rapports méthodologiques sont accessibles en consultant la base intégrée de métadonnées de Statistique Canada.

Le bilan énergétique comptabilise toutes les formes d'énergie disponibles au Canada à partir des activités d'importation et d'exportation, et de la production et consommation à l'échelon national (on trouvera à la Figure A4-1 un schéma de la circulation de l'énergie). Les données sur l'énergie et les combustibles fossiles sont recueillies au moyen de diverses méthodes comme des enquêtes annuelles ou mensuelles et certains relevés de l'industrie, des organismes fédéraux (comme l'Office national de l'énergie, l'agence albertaine Energy Resources Conservation Board (ERCB) et l'Alberta Utilities Commissions (AUC), anciennement l'Alberta Energy Utilities Board), des ministères provinciaux responsables de l'Énergie et du Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC). On trouvera à la Figure A4-2 un exemple des données d'entrée sur l'énergie et les combustibles fossiles qui sont transmises à la DFE et du type d'information fourni pour chaque source de données ou répondant. L'information sur le pétrole et le gaz naturel qui est transmise par l'agence ERCB est extrêmement précise, car elle est liée aux permis d'exploitation pétrolière et gazière et aux régimes de redevances fédéraux et provinciaux.

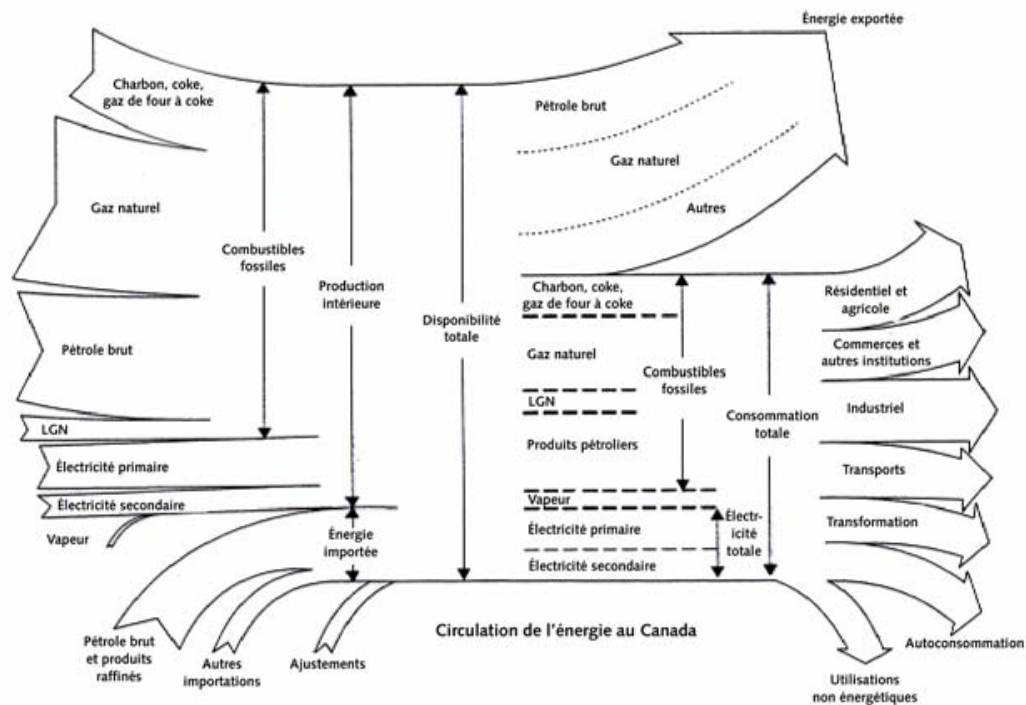


Figure A4-1: Schéma de circulation de l'énergie au Canada

Il existe aussi d'autres vérifications internes de la qualité des données recueillies auprès des ministères provinciaux de l'énergie et lors de diverses enquêtes réalisées sur la disponibilité, l'écoulement et la consommation. Par exemple, on compare la valeur des expéditions de pétrole brut déclarées par le producteur et les arrivages des compagnies de pipeline; l'information déclarée par celles-ci est ensuite comparée aux quantités reçues par les raffineries. La Division de la fabrication et de l'énergie combine une méthode descendante basée sur les enquêtes sur la disponibilité et l'écoulement et une méthode ascendante basée sur l'enquête sur la consommation industrielle d'énergie pour vérifier la qualité des données du secteur manufacturier, y compris l'industrie du raffinage du pétrole. En outre, on recueille de l'information technique sur les caractéristiques énergétiques afin de vérifier les quantités de combustibles déclarées en unités physiques et énergétiques.

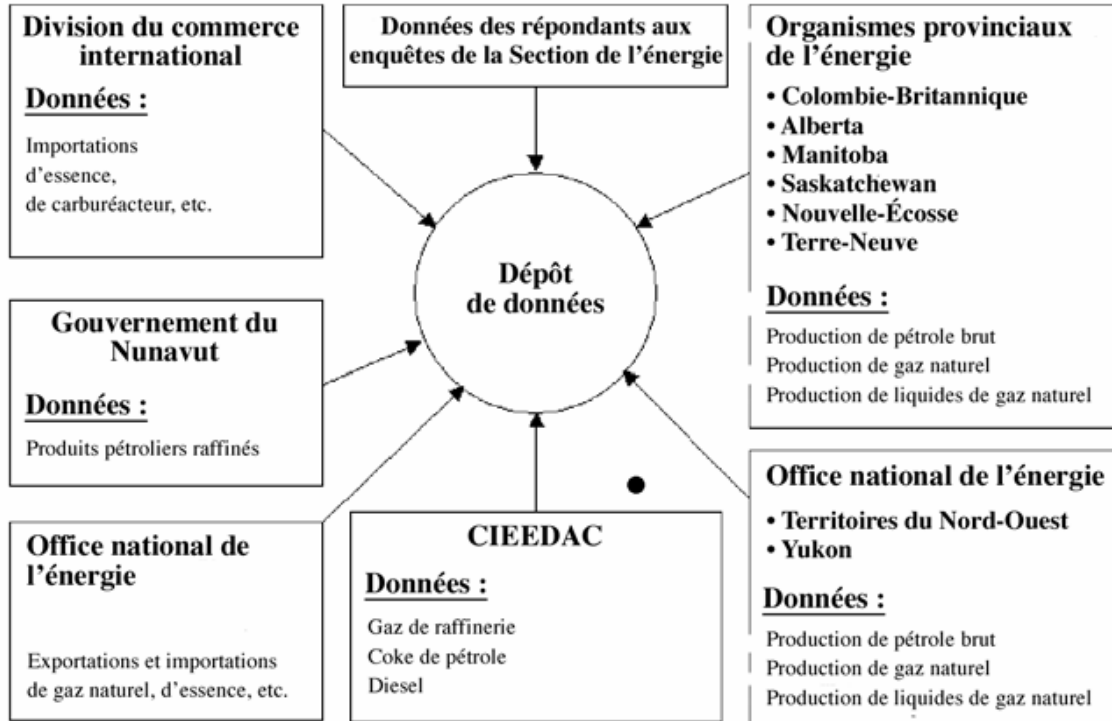


Figure A4-2: Apports de données sur les combustibles fossiles et l'énergie

Le bilan énergétique est fait d'éléments d'information sur le pétrole brut, le gaz naturel, le charbon, les produits pétroliers raffinés, l'électricité, la vapeur, l'utilisation non énergétique des combustibles fossiles, les matières premières, et les autres formes d'énergie secondaire pour tous les secteurs industriels du Canada et d'autres utilisations de l'énergie comme les transports et les secteurs résidentiel et commercial.

Les données sur la consommation des produits énergétiques par l'industrie et le bilan énergétique sont utilisées par divers ministères fédéraux dans le cadre des programmes sur l'efficacité énergétique, pour la formulation de politiques, la rédaction des rapports soumis à l'Agence internationale de l'énergie, la prévision des émissions et de l'utilisation de l'énergie et les déclarations présentées à la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques. À cet effet, la DFE a établi des partenariats avec divers ministères fédéraux, des ministères provinciaux de l'énergie, des associations industrielles et des centres d'excellence afin de contribuer à leurs processus d'assurance de la qualité.

Ainsi, un examen des « travaux en cours » a été mis sur pied avec Environnement Canada et Ressources naturelles Canada afin d'examiner les estimations relatives à la consommation d'énergie par l'industrie et le bilan énergétique avant leur publication officielle. Des représentants de l'industrie canadienne participent également à l'examen des données sur l'industrie au sein du groupe du Programme d'économie d'énergie dans l'industrie canadienne (PEEIC). Le Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC) prend part lui aussi à l'examen des données des raffineries et des statistiques sur l'énergie de l'industrie.

En raison de la complexité des données sur l'énergie, un groupe de travail sur les statistiques énergétiques a été constitué afin de fournir des conseils, une orientation et des recommandations. Ce groupe est formé de spécialistes de Statistique Canada, d'Environnement Canada, d'Industrie Canada, de Transports Canada, d'Affaires étrangères Canada et de Ressources naturelles Canada, et il est chargé de repérer et de traiter les problèmes liés à la collecte d'un ensemble complet de données sur l'énergie pour divers secteurs économiques et d'améliorer les statistiques actuelles sur l'énergie.

Annexe 5 Évaluation de l'exhaustivité de l'inventaire

Même si ce rapport d'inventaire sert à évaluer en détail les émissions et absorptions anthropiques de gaz à effet de serre (GES) au Canada, certaines catégories n'y ont pas été incluses ou ont été ajoutées à d'autres pour des raisons expliquées dans le CUPR et dans la présente annexe.

A5.1 Énergie

Dans l'ensemble, le secteur de l'énergie de l'inventaire national présente une estimation complète de toutes les grandes sources. La liste suivante expose celles qui ne sont pas actuellement estimées et pourraient exister dans leur sous-secteur particulier, mais qui ne modifient pas le caractère complet de l'inventaire parce que leurs contributions sont relativement faibles.

Émissions produites par la combustion de combustibles résiduaire

Les émissions de dioxyde de carbone provenant de combustibles résiduaire sont maintenant comprises dans l'inventaire; il s'agit d'une amélioration depuis le dernier rapport présenté par le Canada. Les émissions de CH₄ et de N₂O n'ont cependant pas été incluses en raison de l'absence de coefficients d'émission ou de données mesurées des émissions de ces combustibles.

Émissions produites par la combustion de biocarburants de remplacement

Dans ce rapport, le Canada a inclus les émissions produites par l'utilisation de biodiesel pour le transport. Cependant, les émissions issues de biocarburants de remplacement (non ligneux) utilisés par l'industrie n'y figurent pas, car les données afférentes ne sont pas disponibles.

A5.2 Procédés industriels

Dans l'ensemble, le secteur des procédés industriels de l'inventaire national présente une évaluation détaillée de toutes les principales sources. Les sous-sections suivantes concernent des sources qui ne sont pas estimées actuellement et qui pourraient constituer une source dans leur sous-secteur particulier. On présume cependant qu'elles sont faibles et n'affectent pas l'exhaustivité d'ensemble de l'inventaire des GES.

Produits minéraux

Les émissions de CO₂ provenant du papier de couverture asphalté et de l'asphaltage des routes ne sont pas estimées, car il n'existe actuellement pas de données propres au pays les concernant. Toutefois, selon le chapitre 5 des Lignes directrices du GIEC de 2006 (vol. 3), les émissions de CO₂ des sources de cette catégorie sont considérées comme négligeables.

Seules les émissions de CO₂ issues de la production de verre réalisée à l'aide de calcaire, de dolomite et de carbonate de sodium sont actuellement estimées. Elles sont comptabilisées dans les catégories 2.A.3, Utilisation de calcaire et de dolomite, et 2.A.4, Production et utilisation de carbonate de sodium. Les émissions autres que celles provenant de ces minéraux ne sont pas estimées et sont considérées comme étant minimales selon le chapitre 2 des Lignes directrices du GIEC de 2006 (vol. 3).

Au Canada, on a produit du carbonate de sodium jusqu'en 2001. Le procédé Solvay, qui servait à fabriquer ce produit, dégage une certaine quantité de CO₂, mais puisqu'il est également un composant nécessaire aux réactions, il est essentiellement récupéré et réutilisé. Par conséquent, la

quantité de CO₂ récupéré est incluse dans l'inventaire de cette année pour les années 1990 à 2001, mais la quantité nette de CO₂ (émis) non récupéré issue de la fabrication de carbonate de sodium n'est pas estimée et elle est considérée comme étant minimale.

Production chimique

Les émissions de N₂O associées à la production de produits chimiques autres que les acides nitrique et adipique ne sont pas estimées. Ces produits peuvent constituer une source de N₂O, mais il faudra mener des recherches plus poussées pour en évaluer la quantité.

De même, les données nécessaires à l'évaluation des émissions de CH₄ produites par les procédés de fabrication chimiques au Canada ne sont actuellement pas disponibles. Une étude sera réalisée afin de constater l'importance de ces émissions.

Les émissions de CO₂ issues des procédés de fabrication d'acide adipique ne sont pas répertoriées (c.-à-d. non estimées) et sont considérées comme négligeables par rapport à la quantité de CO₂ produite par la combustion de carburant (courriel de 2005 de S. Lauridsen)⁸⁵.

Production de métaux

Les processus d'émission de CH₄ associé à la production de métaux ne sont actuellement pas estimés. Cependant, une étude sera réalisée afin de vérifier l'importance de ces émissions.

Production et consommation d'halocarbures et de SF₆

Puisqu'on ne dispose pas actuellement des données sur les PFC employés dans les aérosols, les émissions qui leur sont associées ne sont pas répertoriées (c.-à-d. estimées). Les émissions de HFC produites par les industries électroniques sont déclarées sous la catégorie 2.F.5 Solvants, et non sous 2.F.9, Autres (Émissions ponctuelles et fugitives de l'industrie électronique), dans le logiciel de déclaration du CUPR, car il est impossible ici de séparer la consommation de HFC comme solvants dans les industries électroniques des autres types d'usage de solvants. L'industrie électronique émet aussi certains PFC, dont on tient compte dans la catégorie 2.F.9. L'inventaire indique que les émissions de HFC issues du matériel électrique ne sont pas estimées parce qu'il n'y a aucun usage connu de HFC pour l'isolation thermique et le trempage à l'arc dans le matériel employé par l'industrie électrique. Selon les représentants de cette industrie, du CF₄ est utilisé dans la fabrication de certains équipements électriques d'extérieur. En fait, on le trouve dans des mélanges gazeux comprenant du SF₆, puisque le SF₆, utilisé seul, n'est pas efficace comme gaz d'isolation à de basses températures. Des discussions sont en cours avec l'industrie de façon à ce que des données sur l'utilisation et les émissions de CF₄ puissent être recueillies et présentées par Environnement Canada dans les prochains inventaires.

La mention NE (non estimées) est indiquée pour les émissions potentielles de SF₆ parce qu'on ne dispose pas, actuellement, d'information exhaustive sur les importations et les exportations en gros de SF₆, ni comme constituant de produits, ni sur sa destruction. Selon les renseignements fournis par les grands distributeurs de gaz SF₆, le Canada n'exporte pas de SF₆ en gros, et l'industrie électrique affirme que la destruction et le recyclage du SF₆ présent dans l'équipement électrique sont effectués aux États-Unis.

⁸⁵ Lauridsen S. 2005. Communication personnelle (courriel daté du 3 novembre 2005). Invista Canada.

Autres productions indifférenciées

On estime les émissions de CO₂ issues de l'utilisation des hydrocarbures à des fins non énergétiques (FNE) à l'aide de deux types de coefficients d'émission. Le premier type a été élaboré en convertissant uniquement la teneur nationale en carbone pour les types de combustibles utilisés à des fins non énergétiques en coefficients d'émission de GES, alors que le second a été obtenu en combinant la teneur nationale en carbone et la proportion de carbone stocké par défaut du GIEC qui tiennent compte de la libération de carbone due à l'utilisation ou à la destruction des produits fabriqués à court terme uniquement. Les émissions de CO₂ provenant de la combustion des combustibles résiduels provenant de l'utilisation des hydrocarbures à des FNE, doivent être mieux étudiées afin de comprendre dans quelle mesure les proportions de carbone stocké par défaut du GIEC représentent bien la quantité de carbone libéré par l'utilisation ou la destruction du produit à court terme (comparativement au long terme). Voir les commentaires à la section A5.1 à ce sujet.

A5.3 Utilisation des solvants et d'autres produits

Dans ce secteur, seules les émissions de N₂O associées à des utilisations comme anesthésique et agent propulseur sont estimées. Les émissions issues de l'utilisation des solvants pour le nettoyage à sec, l'imprimerie, le dégraissage des pièces métalliques et diverses autres applications industrielles et domestiques ne sont pas estimées parce que, selon les *Lignes directrices pour les inventaires nationaux des gaz à effet de serre, version révisée de 1996* (GIEC/OCDE/AIE 1997), les quantités de GES qui en proviennent ne sont pas importantes.

A5.4 Agriculture

Dans l'ensemble, le secteur de l'agriculture de l'inventaire national donne une estimation complète de toutes les principales sources. La liste suivante inclut les sources qui ne sont pas estimées actuellement. On considère qu'il s'agit de sources mineures.

Fermentation entérique et gestion des fumiers

Certaines catégories mineures d'animaux, comme le cerf d'élevage, le sanglier, le wapiti, le lama, l'alpaca, le lièvre, l'autruche et les canards n'ont pas encore été incluses. On ne dispose pas de coefficients d'émission par défaut complets du GIEC ni de paramètres pour ces catégories dont les populations sont relativement petites. Les mules, les ânes et les chameaux ne sont pas inclus dans l'inventaire, car on ne dispose d'aucune donnée sur les activités concernant ces animaux.

Combustion de résidus

La combustion de résidus est pratiquée dans une faible mesure au Canada et concerne surtout le lin. Cette catégorie est considérée comme une source mineure d'émissions. Agriculture et Agroalimentaire Canada et Statistique Canada ont mené une enquête sur la gestion agroenvironnementale (EGA), qui a montré que 2,4 % des résidus de récoltes en superficie ont été brûlés en 2001 et 1,1 % en 2006, principalement au Manitoba et en Saskatchewan. Une opinion de spécialiste suggère qu'à l'échelle nationale, la combustion au champ des résidus de récoltes a baissé depuis le début des années 1990. Des efforts ont été déployés pour établir une série chronologique de données sur les activités de combustion des résidus de récoltes au Canada; l'information recueillie sur les émissions de CH₄ et de N₂O sera intégrée au prochain rapport d'inventaire.

Riziculture

Les émissions de CH₄ provenant de la riziculture ne sont pas répertoriées car il n'y a pas de production au Canada.

A5.5 Affectation des terres, changement d'affectation des terres et foresterie

L'exhaustivité de l'inventaire de la catégorie ATCATF s'est considérablement accrue à la suite d'importantes améliorations méthodologiques qui ont été effectuées pour le rapport de 2006; on peut donc mieux évaluer les réservoirs de carbone et disposer de données plus précises sur les activités. Les plages du degré d'incertitude sont fournies pour les estimations de la catégorie des terres cultivées dont la vocation n'a pas changé et pour la conversion des forêts en d'autres catégories. Celles des autres catégories de terres sont en préparation.

Terres forestières

Les estimations relatives aux terres forestières sont fournies à la fois pour celles dont la vocation n'a pas changé et pour les terres converties en terres forestières. Ces estimations englobent les changements dans le stock de carbone et les émissions provenant de tous les réservoirs (biomasse, matière organique morte et sol) dans les forêts aménagées; ces changements sont causés par la croissance et la mortalité, les incendies et les insectes, ainsi que par les activités d'aménagement. Les émissions de CO₂, CH₄, CO et N₂O sont estimées, contrairement à celles des NO_x. Le CO n'est dégagé que pendant la combustion de la biomasse; ces gaz sont répertoriés parmi les émissions de CO₂ dans les tableaux sur la combustion de la biomasse du CUPR. On tient pour acquis que les changements de la quantité de carbone stocké et les émissions déclarés pour les sols forestiers englobent les sols minéraux et organiques étant donné qu'on ne dispose pas directement de données propres aux sols organiques. Les émissions produites par la combustion de résidus de récoltes, non estimées par le passé, sont maintenant présentées pour la première fois dans l'inventaire.

Terres cultivées

Les estimations pour les terres cultivées dont la vocation n'a pas changé englobent celles des sols et d'une partie de la biomasse. Les estimations pour les sols minéraux tiennent compte des grands changements d'aménagement des sols (diversité des cultures, travail du sol et jachère). D'autres pratiques comme l'irrigation, l'épandage de fumier et la fertilisation, qui ont également des effets positifs quoique peu marqués sur le carbone organique du sol (COS), ne sont pas comptabilisées. Les estimations actuelles pour les terres converties en terres cultivées comprennent les émissions de CO₂ provenant de tous les réservoirs, attribuables à la conversion des forêts et des prairies en terres cultivées. Les émissions autres que le CO₂ (CH₄, CO, N₂O) provenant de la combustion de la biomasse lors de la conversion des terres sont également déclarées; les émissions de NO_x n'ont pas été estimées. Les émissions et absorptions de GES provenant de la conversion des terres humides et des zones de peuplement en terres cultivées ne l'ont pas été non plus en raison de l'insuffisance des données.

Prairies

Les émissions et absorptions dues aux prairies dont la vocation n'a pas changé ne sont pas estimées. Le fait qu'il n'existe aucune donnée détaillée et complète sur les changements des modes de gestion des prairies qui permettrait d'utiliser la méthodologie du GIEC constitue un défi. De plus, aucune preuve scientifique n'indique s'il y a eu gain ou perte de carbone organique

du sol à la suite d'une activité humaine. Selon les définitions des catégories de terres du secteur de l'ATCATF du Canada (se reporter au chapitre 7), les prairies excluent les pâturages bonifiés, qui sont comptabilisés dans la catégorie des terres cultivées. De plus, d'après les définitions des catégories de terres, les terres forestières ne peuvent être converties en prairies, et aucune terre agricole n'est actuellement convertie en prairie. Les émissions provenant de la conversion de terres humides en prairies n'ont pas été estimées.

Terres humides

Les émissions de GES produites par les terres converties en terres inondées, les terres converties en tourbières (aménagées), ainsi que les tourbières (aménagées) dont la vocation n'a pas changé, ont été répertoriées, mais ne peuvent figurer séparément dans les tableaux du CUPR. Les émissions de CO₂ ont été estimées pour toutes les catégories; les estimations des autres gaz comme le CH₄, le CO et le N₂O associés à la combustion de la biomasse sont déclarées dans la catégorie des forêts converties en terres inondées. Les émissions de NO_x n'ont pas été estimées. Les terres cultivées et les prairies converties en terres humides n'ont pas été estimées, mais les émissions des terres converties en terres inondées incluraient celles provenant de la submersion des terres humides et des prairies (tundra) non aménagées qui sont déclarées sous la catégorie « Autres terres converties en terres humides ».

Zones de peuplement

Les estimations actuelles applicables aux terres converties en zones de peuplement englobent la perte de forêt au profit de ces zones, ainsi que la conversion de la tundra en zones de peuplement dans le Nord canadien. Les émissions autres que le CO₂ (CH₄, CO et N₂O) ne sont déclarées que lorsque la combustion de la biomasse s'est produite pendant les activités de conversion. Les émissions de NO_x n'ont pas été estimées. Il en est de même quant aux émissions et absorptions provenant de la conversion de terres cultivées, de pâturages agricoles, de terres humides et d'autres terres en zones de peuplement. Les estimations de CO₂ correspondant aux zones de peuplement dont la vocation n'a pas changé ne comprennent que la séquestration nette de carbone dans la biomasse aérienne des arbres de milieux urbains.

A5.6 Déchets

Cette catégorie est essentiellement complète, à l'exception des éléments suivants.

Décharges de déchets solides non gérées

Afin de respecter le principe d'exhaustivité, les émissions produites par les décharges non gérées portent la mention « non estimées ». Les données actuelles sur les décharges non gérées ne sont ni facilement disponibles ni fiables; en outre, les données historiques requises à leur égard n'existent pas.

La majorité des grandes décharges sont des décharges gérées à écran d'étanchéité artificiel. Habituellement, même les petites communautés sont desservies par une décharge gérée puisque les règlements provinciaux exigent une certaine forme de gestion. On présume que les décharges non gérées sont peu profondes, c'est-à-dire qu'il y a biodégradation aérobie, et qu'on n'y dépose qu'une quantité relativement négligeable de déchets. Ainsi, leur contribution aux émissions serait négligeable comparativement à celles des décharges gérées. La présente méthode permet d'obtenir une estimation conservatrice, étant donné que l'on présume que tous les déchets enfouis sont placés dans des décharges gérées.

Eaux usées domestiques et commerciales

Les émissions de N₂O provenant des eaux domestiques et commerciales sans déchets humains reçoivent la mention IA (inclus ailleurs) dans les tableaux du CUPR et sont déclarées dans le sous-secteur des eaux-vannes. On attribue la mention NE pour déclarer le CH₄ récupéré par l'épuration des eaux usées et inclus dans la sous-catégorie Eaux usées (sans déchets humains) du CUPR. On ne pense pas qu'il est possible de récupérer ce gaz lors du traitement, mais cela reste à confirmer. Les émissions de CH₄ et de N₂O de la sous-catégorie des boues portent la mention NE car on ne dispose pas, pour l'instant, de données permettant d'évaluer les quantités captées dans certains sites. Il serait possible de récupérer une partie du méthane produit par les digesteurs anaérobies fermés, mais celle-ci n'a pas encore été quantifiée.

Eaux usées industrielles

La mention « non estimées » est attribuée aux émissions de CH₄ et de N₂O produites par les eaux usées et les boues d'épuration industrielles. On étudie actuellement divers mécanismes permettant d'assurer une collecte plus complète des données sur les activités et d'aider à formuler une méthodologie plus précise d'estimation des émissions imputables à ce soussecteur pour les prochains inventaires. Cependant, pour des raisons de confidentialité, on prévoit que ces données ne seront pas facilement accessibles.

Incinération des déchets

Les émissions de CH₄ provenant de l'incinération des résidus urbains sont considérées comme négligeables et n'ont pas été estimées. À peu près moins de cinq pour cent de tous les déchets urbains sont incinérés au Canada. On ne pense donc pas que les émissions de CH₄ issues de cette source contribuent de façon importante à l'inventaire national et elles sont donc déclarées avec la mention NE. Nous prévoyons d'être en mesure de quantifier ces émissions ou au moins de pouvoir confirmer qu'elles sont négligeables en effectuant des études pour améliorer la collecte des données sur les activités à l'échelon des installations et en établissant des facteurs d'émission fiables pour cette source, qui sont inexistantes pour le moment.

Annexe 6 Assurance et contrôle de la qualité

Les procédures d'AQ/CQ font partie intégrante des processus de production et de présentation de l'inventaire. Elles permettent de faire en sorte que le Canada puisse respecter les exigences de la CCNUCC en matière de transparence, d'uniformité, de comparabilité, d'exhaustivité et de précision. Le gouvernement du Canada s'est engagé à améliorer les données et les méthodes en collaboration avec l'industrie, les provinces et territoires, le milieu universitaire et la communauté internationale afin de produire un inventaire crédible et valable qui satisfasse à ses obligations internationales.

On a nommé en 2006 un coordonnateur d'AQ/CQ afin d'assurer la formulation et la mise en œuvre complètes du système canadien de contrôle de la qualité. Alors que l'examen et la révision du système de gestion de la qualité, y compris la révision du plan d'AQ/CQ, était un grand projet en 2006, on a mis principalement l'accent en 2007 sur sa mise en œuvre. Cette activité pluriannuelle, qui s'est déroulée jusqu'en 2008, était axée sur la transition à partir d'une approche officieuse d'AQ/CQ vers une approche officiellement définie et constante dans l'ensemble des secteurs. De plus, on a mis sur pied en 2006 un comité d'établissement des priorités et de planification, qui a, au cours de l'année d'inventaire actuelle, centralisé la prise de décision sur l'inventaire, en particulier sur les approches relatives à l'AQ et aux améliorations prévues.

A6.1 Caractéristiques du plan d'AQ/CQ de l'inventaire national

Le plan constitue une démarche intégrée pour gérer la qualité de l'inventaire et viser une amélioration continue des estimations des émissions et des absorptions. Il est conçu pour permettre l'application des procédures d'AQ/CQ tout au long du processus d'élaboration de l'inventaire, de la collecte des données initiales à la publication, en passant par le calcul des estimations des émissions et des absorptions. Des mises à jour mineures ont été apportées au plan en 2007, y compris des révisions destinées à faire en sorte que le plan d'AQ/CQ soit complémentaire des nouvelles *lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre* (GIEC 2006).

Le plan intègre des mécanismes d'amélioration continue qui incluent, sans toutefois s'y limiter, des procédures d'intégration des leçons acquises dans le cycle de production de l'inventaire, l'utilisation de méthodes d'AQ/CQ et d'autres outils afin d'identifier et de prioriser les améliorations ainsi que des processus qui assurent l'intégration des améliorations cernées aux procédures d'exploitation.

Le plan comprend également un calendrier de mise en œuvre sur plusieurs années, qui permet de soumettre à un contrôle de la qualité de niveau 1 toutes les catégories clés (et les catégories où d'importants changements méthodologiques ont été effectués) d'une année de rapport et, au cours d'un cycle de trois ans, toutes les catégories feront l'objet d'un contrôle de la qualité de niveau 1. Certaines activités de CQ, d'AQ et de vérification de niveau 2 seront réalisées chaque année, selon un calendrier pluriannuel, afin de fournir des évaluations de la qualité plus complètes pour l'ensemble de l'inventaire sur une période de sept ans. On prévoit que la mise en œuvre de ce cycle pluriannuel s'accélérera au cours des prochaines années. En attendant que l'objectif soit atteint, des cibles annuelles provisoires sont établies chaque année par le comité d'établissement des priorités et de planification. En outre, ce dernier est responsable d'approuver la mise en œuvre de toutes les modifications méthodologiques, d'assurer la disponibilité de ressources adéquates et de faire preuve de diligence raisonnable.

La description des procédures d'AQ/CQ est au cœur du système. On utilise des listes de vérification types pour décrire, de façon uniforme et systématique, toutes les activités d'AQ/CQ réalisées au cours de la préparation et de la présentation de l'inventaire annuel. Des vérifications de CQ sont effectuées durant chaque démarche annuelle de préparation de l'inventaire national et les résultats sont archivés avec les autres documents sur les procédures et les méthodologies, par catégorie d'inventaire et année de présentation.

Le plan prévoit la coordination des activités d'AQ/CQ avec les organismes et les organisations de l'extérieur qui fournissent des données sur les activités ou réalisent des estimations des émissions et des absorptions de GES pour Environnement Canada.

A6.2 Processus de production de l'inventaire annuel

L'inventaire se construit au moyen d'un processus continu d'améliorations méthodologiques, de collecte de données, de perfectionnements et d'examen. La collecte des données requises est effectuée au début du cycle du projet (de mai à octobre), en même temps qu'on établit un nouveau calendrier d'inventaire. À la fin d'octobre, les méthodologies sont parachevées et le processus de collecte des données presque terminé.

Entre novembre et janvier, les estimations et le texte du RIN sont produits par les spécialistes des secteurs. Les émissions sont calculées par les spécialistes (responsables d'un secteur particulier), et les vérifications de CQ sont effectuées et approuvées par les gestionnaires de secteurs, puis les totaux nationaux et le rapport sont établis. Ce processus comporte l'évaluation des catégories clés, des recalculs, d'analyses de l'incertitude, des activités d'AQ/CQ et la préparation de la documentation.

Au cours de février et mars, l'inventaire produit est revu à l'interne, et certains de ses volets font l'objet d'un examen externe par des experts, des organismes gouvernementaux et des gouvernements provinciaux et territoriaux. Les commentaires reçus sont analysés et, s'il y a lieu, intégrés à la version définitive. Après avoir été approuvé par la haute direction, l'inventaire est présenté aux responsables de la CCNUCC le 15 avril au plus tard. L'inventaire national est archivé, et le RIN est alors édité, traduit en français et publié.

Le cycle de l'inventaire est alors complété par des réunions de mise au point sur les leçons et l'expérience acquises, qui ont lieu chaque année en avril. Ces réunions se tiennent à l'interne et avec les partenaires pour examiner les procédures en vue d'améliorer continuellement le processus.

A6.3 Procédures de CQ

Le contrôle de qualité a pour objectif de procéder à des vérifications techniques systématiques afin de mesurer et de contrôler la qualité de l'inventaire, d'assurer l'uniformité, l'intégrité, l'exactitude et l'exhaustivité des données, de déceler les erreurs et les omissions et d'y remédier. Il couvre tout un éventail de processus d'inventaire, depuis l'acquisition et la manipulation des données ou l'application des procédures et des méthodes approuvées jusqu'au calcul des estimations et à leur documentation.

A6.3.1 Contrôle de la qualité de niveau 1

Le personnel de l'organisme responsable de l'inventaire vérifie, systématiquement chaque année, au moins toutes les catégories clés et des segments intersectoriels en appliquant une procédure de CQ de niveau 1. Cette procédure est conforme aux *Recommandations en matière de bonnes*

pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux (GIEC, 2000) et inclut (sans s'y limiter) :

- la prévention des erreurs de données faciles à éviter, p. ex. durant la circulation des données, l'utilisation des unités appropriées, les calculs de base;
- le contrôle de la cohérence entre les données utilisées dans plusieurs secteurs;
- l'analyse des tendances de base, la comparaison avec les estimations précédentes;
- le choix de la documentation adéquate des hypothèses, des critères de sélection des coefficients d'émission, des paramètres et des méthodologies et des titres de compétences des experts;
- les contrôles d'exhaustivité.

On vérifie la documentation, et tous les renseignements requis pour produire les estimations des émissions nationales sont archivés, en se concentrant sur les catégories clés. Les vérifications de CQ incluent un registre de toutes les mesures correctrices adoptées et un renvoi à la documentation justificatrice. Des mises à jour mineures ont été apportées à la liste des vérifications de CQ en 2008. Des vérifications transversales officielles des produits finaux sont réalisées et documentées avant le dépôt du rapport.

A6.3.2 Contrôle de la qualité de niveau 2

L'évaluation du contrôle de la qualité de niveau 2 est une occasion d'examiner et d'étudier l'amélioration d'une ou de plusieurs catégories. Il est nécessaire d'effectuer une évaluation complète pour faire en sorte que la catégorie visée demeure actuelle et pertinente pendant un certain nombre d'années après celle de l'analyse. L'étude est large et utilise diverses approches, dont :

- des évaluations de l'applicabilité des méthodes, des coefficients d'émission, des données sur l'activité, de l'incertitude, etc.;
- la compréhension de la circulation de l'information, des données secondaires et de l'entrée de données, ainsi que la capacité de suivre les entrées jusqu'à leurs sources;
- le tri et la mise à jour de la documentation (non assurés par les contrôles de la qualité de niveau 1);
- la mise en place des fondements pour les activités à venir, y compris l'élaboration et la priorisation des recommandations pour l'amélioration et la préparation en vue des assurances de qualité ultérieures.

La documentation des contrôles de la qualité de niveau 2 peut être faite en suivant une liste de vérification normalisée ou en menant une étude en profondeur pour effectuer une évaluation complète.

A6.4 Procédures d'AQ

L'AQ comporte généralement des examens réalisés par des experts indépendants afin de faire en sorte que l'inventaire offre les meilleures estimations possibles des émissions et absorptions et de renforcer l'efficacité du programme de CQ. Tout comme pour le CQ, une AQ est effectuée chaque année sur des volets de l'inventaire. Les membres d'un groupe de travail officiel formé d'experts provinciaux et territoriaux en matière d'émissions revoient les sections pertinentes de

l'inventaire préliminaire. Les sections sont également revues parallèlement par des experts et des scientifiques d'autres ministères.

De plus, les données et les méthodes sous-jacentes sont évaluées indépendamment chaque année par divers groupes ou spécialistes de l'industrie, du milieu universitaire et des gouvernements. On effectue une AQ pour évaluer les données sur les activités, la méthodologie et les coefficients d'émission utilisés pour calculer les estimations et avant de décider de mettre en œuvre un changement de méthodologie.

A6.5 *Vérification*

La vérification consiste à utiliser l'information d'un tiers pour confirmer la véracité de l'inventaire. Par exemple, si on dispose de données adéquates dans le cadre du programme de déclaration des GES par les grands émetteurs, on compare les données de l'analyse ascendante à celles de l'analyse descendante.

A6.6 *Principales réalisations en matière d'AQ/CQ pour le rapport de 2009*

En 2008, nous avons amélioré de façon continue la qualité et la mise en œuvre du cadre de vérification de la qualité.

Les réalisations en matière d'AQ/CQ pour 2008 comprennent :

- la réalisation d'une analyse des leçons tirées afin de déterminer les améliorations et risques possibles pour l'inventaire;
- l'amélioration de l'échéancier de projet permettant de mieux gérer le calendrier d'inventaire;
- l'officialisation des processus d'examen et d'approbation de la mise en œuvre et de la documentation des changements méthodologiques;
- la mise sur pied, de concert avec Environnement Canada, Statistique Canada et Ressources naturelles Canada d'un comité directeur pour l'énergie et d'un groupe de travail sur l'énergie chargé d'examiner les questions relatives à la période ou aux échéances, à la qualité et aux aspects techniques des données tirées du BDEEC et de l'Enquête annuelle sur la consommation industrielle d'énergie (énergie) élaborée par Statistique Canada;
- la dotation d'un poste additionnel d'ingénieur de projet pour affiner l'analyse des incertitudes pour le Canada et mieux intégrer les analyses des systèmes de la qualité, des incertitudes et des sources importantes.

En outre, au cours de l'année, la Division des GES a apporté sa collaboration au gouvernement de la Colombie-Britannique dans l'élaboration d'une nouvelle loi sur les émissions de carbone. Cette collaboration a permis de vérifier les méthodes d'inventaire employées par les gouvernements fédéral et provincial et d'apporter des changements importants aux méthodes de calcul des émissions fugitives et des émissions attribuables aux déchets. Environnement Canada entend favoriser l'établissement de liens avec la Colombie-Britannique et d'autres provinces et territoires canadiens pour améliorer la qualité des inventaires des émissions.

Pour la présentation de 2009, des procédures de CQ de niveau 1 ont été appliquées et les résultats des estimations de ces catégories ont été documentés par les experts. On a également procédé à des vérifications transversales du RIN et du CUPR avant la présentation de l'inventaire.

Annexe 7 Degré d'incertitude

A7.1 Introduction

Pour définir et prioriser les améliorations à apporter à l'inventaire, il est utile de répertorier les sources d'incertitude associées aux estimations des émissions et des absorptions dans l'inventaire des GES et d'en quantifier l'ampleur. Une évaluation quantitative de la contribution relative des paramètres d'entrée (tels que les données sur les activités et les coefficients d'admission) à l'incertitude des estimations des diverses catégories de sources ainsi que de la contribution d'une catégorie à l'incertitude générale de l'inventaire permet d'établir un ordre de priorité pour l'affectation des ressources à la réduction de l'incertitude des estimations de l'inventaire.

Cette annexe présente des renseignements relatifs à l'analyse d'incertitude menée par le Canada en vue d'appuyer l'établissement d'un ordre de priorité pour les améliorations à apporter à son inventaire national. En 1994, le Canada a évalué l'incertitude de ses estimations de 1990 (McCann, 1994). En 2003-2004, il a entrepris une étude complète en vue d'effectuer une évaluation de l'incertitude de niveau 2 associée aux catégories de sources de son inventaire de GES de 2001 (les dernières estimations accessibles au moment de l'étude). Depuis 2004, des changements et des améliorations d'ordre méthodologique y ont été apportés, sans compter les diverses actualisations des paramètres d'incertitude au niveau des catégories; cependant, il n'y a pas eu d'évaluation actualisée complète de l'ensemble de l'inventaire.

Le reste de cette annexe présente un résumé des récentes améliorations apportées à l'évaluation de l'incertitude depuis l'étude de 2003-2004 (section A7.2), et décrit les améliorations prévues pour ce qui est du degré d'incertitude (section A7.3). À titre de référence, l'ensemble des résultats de l'analyse d'incertitude de niveau 2 menée en 2004 d'après le RIN de 2003 sont présentés à la section A7.4.

A7.2 Améliorations apportées depuis l'étude de l'incertitude de 2004

Même si, depuis le RIN de 2003, il n'y a pas eu d'analyse de l'incertitude des estimations de l'inventaire, plusieurs catégories de sources ont profité de la mise à jour des méthodes, des coefficients d'émissions et des données sur les activités. Dans certains cas, de nouveaux paramètres d'incertitude ont été élaborés ou confirmés de nouveau en se basant sur la méthodologie actualisée. Dans d'autres, la possibilité d'appliquer des valeurs d'incertitude existantes doit être réexaminée. Enfin, dans certains cas, on n'a toujours pas entrepris la mise à jour de certaines valeurs d'incertitude, bien que l'on sache qu'elle est nécessaire. L'effet général des améliorations d'ordre méthodologique sur le degré d'incertitude des estimations des émissions des gaz à effet de serre à l'échelle nationale doit être corroboré par une analyse à jour. Le Canada prévoit réaliser cette analyse d'ici peu. Cette section résume certaines des informations actualisées sur l'incertitude, présentées en détail aux chapitres 3 à 8 du présent rapport.

Dans le secteur de l'énergie, soit les industries manufacturières, la construction et les autres sous-secteurs de l'énergie, il faut solliciter les explications d'experts pour améliorer le degré estimatif d'incertitude associé aux émissions de CH₄ et de N₂O de certaines des fourchettes des coefficients d'émission et des fonctions de densité de probabilité élaborées par ICF Consulting (2004).

Le degré d'incertitude lié au CO₂ émis par l'aviation civile et déclaré dans l'étude d'ICF Consulting (2004) ne s'applique plus étant donné qu'une nouvelle méthode pour améliorer la

résolution relative à la consommation de carburant acheté au Canada par les compagnies aériennes canadiennes a été utilisée.

Pour l'inventaire 2009, le MEMGES (le modèle sur les transports) s'est appuyé sur un mode plus poussé de dissociation des données sur les activités, ce qui a permis d'accroître la confiance dans la portion routière du modèle et de modifier en conséquence l'algorithme compensateur pour faire passer une certaine quantité de combustible de la catégorie routière à la catégorie hors route. Grâce à cette amélioration, les incertitudes liées à ces deux catégories devraient être inférieures à celles de l'inventaire 2003.

L'estimation du degré d'incertitude des émissions fugitives du secteur amont de l'industrie pétrolière et gazière a été effectuée pour la production d'amont et d'aval de pétrole et de gaz ainsi que pour le secteur pétrolier et gazier non classique. Cette estimation a été en grande partie rendue possible grâce à l'inclusion d'évaluations de l'incertitude dans de récentes études portant sur l'estimation des émissions, notamment les études réalisées par l'ACPP (2005a et 2006), par l'ICPP (2004) et par Environnement Canada (2007). Les résultats précis de ces études sont présentés aux tableaux 3.7 à 3.9, dans le chapitre sur l'énergie. Le plan d'amélioration de l'analyse du degré d'incertitude établi par le Canada prévoit la définition d'une plage globale d'incertitude pour le secteur pétrolier et gazier non classique.

De nombreuses mises à jour d'ordre méthodologique ont été apportées dans le secteur des procédés industriels de telle sorte que, dans certains cas, les résultats de l'étude d'ICF Consulting ne s'appliquent plus. Ainsi, la quantité d'ammoniac produit sans reformage du méthane à la vapeur a été mise à jour pour toutes les années, alors que, dans le cas de la sidérurgie, la méthode d'estimation est passée du niveau 1 au niveau 2. Les estimations du degré d'incertitude ont été établies par AMEC (2006) pour la catégorie des produits minéraux, et par Cheminfo (2005) pour les catégories de la production d'acide nitrique et du moulage du magnésium. Pour ce qui est des estimations du degré d'incertitude présentées dans le rapport d'ICF relativement à la production d'acide adipique et de magnésium, elles demeurent valables, puisqu'aucun changement n'a été apporté à la méthodologie pour ces catégories. On trouvera plus de détails au chapitre 4.

Les résultats de l'évaluation de niveau 2 du degré d'incertitude sur les estimations des émissions de 2001 du secteur de l'utilisation de solvants et autres produits ne sont plus applicables aux estimations actuelles de ce secteur en raison des changements apportés à la méthodologie depuis la présentation de l'étude d'ICF. Il faudrait donc mettre à jour cette évaluation pour déterminer le degré d'incertitude des estimations actuelles des émissions.

Des études plus récentes par Hutchinson *et al.* (2007), Boadi *et al.* (2004) et Marinier *et al.* (2004) ont donné lieu à de nouvelles estimations du degré d'incertitude pour les catégories agricoles suivantes : fermentation entérique (CH_4), gestion des fumiers (N_2O et CH_4), émissions directes de N_2O des sols agricoles attribuables à l'utilisation d'engrais de synthèse et de fumier, décomposition des résidus de récolte, fumier produit sur les pâturages, dans les grands parcours et dans les enclos, et émissions indirectes de N_2O résultant du lessivage et de la volatilisation. Les incertitudes concernant la réduction des émissions de N_2O attribuables aux changements des pratiques du travail du sol, aux jachères et aux terres irriguées n'ont pas été estimées. Des précisions sont données dans les sections correspondantes du chapitre 6.

Pour le secteur ATCATF, il est devenu possible d'effectuer des analyses quantitatives de l'incertitude grâce aux améliorations apportées aux méthodes de calcul depuis le rapport de 2006. On dispose d'évaluations de l'incertitude pour les estimations des émissions et des absorptions liées aux changements en matière de pratiques d'aménagement des terres (chapitre 7,

section 7.4.1.1); une analyse exhaustive est en préparation pour la catégorie des terres forestières. On continue d'améliorer la quantification du degré d'incertitude dans le secteur ATCATF. On trouvera à l'annexe 3.4 une analyse des principales sources d'incertitude.

Dans le secteur des déchets, des modifications ont été apportées à la méthodologie, aux coefficients d'émission et aux sources d'information pour les catégories de l'enfouissement des déchets solides, du traitement des eaux usées et de l'incinération des déchets. Une étude de suivi sera nécessaire à court terme pour ces catégories.

A7.3 Améliorations prévues

En matière d'incertitude, on prévoit certaines améliorations, notamment l'élaboration d'un programme pour garantir la capacité du Canada d'apporter chaque année des améliorations graduelles à l'évaluation de l'incertitude. Récemment, les efforts déployés ont donné lieu à un renforcement des capacités qui pourront être mises en application à court terme. Vraisemblablement, le Canada s'inspirera des méthodes et des bases de données des années précédentes, notamment des méthodes et données de simulation de Monte Carlo utilisées en 2003-2004. De plus, de nombreux secteurs ont prévu apporter des améliorations aux estimations du degré d'incertitude dans leur domaine de spécialité respectif.

Le Canada souligne que les examens par une équipes d'experts des précédentes déclarations ont permis de constater la nécessité de procéder régulièrement à une analyse d'incertitude; d'accroître les capacités internes à effectuer les analyses d'incertitudes et à utiliser pleinement les résultats obtenus, et de procéder à des analyses de niveau 2 des catégories clés. Toutes ces étapes faciliteront l'intégration des méthodes d'AQ/CQ, de l'analyse des catégories clés et de l'analyse de l'incertitude de manière à prioriser les améliorations. Cette vision à plus long terme adoptée par le Canada pour ce qui est des évaluations de l'incertitude est conforme aux recommandations de l'équipe d'experts.

A7.4 Incertitudes relatives aux émissions de 2001 (rapport de 2003)

Le Tableau A7-1 donne un aperçu de l'incertitude générale du niveau et des tendances pour l'inventaire canadien des GES de 2001 (faisant l'objet du RIN de 2003) pour chacun des gaz et pour la totalité de l'inventaire, en Gg d'équivalent CO₂. Cette évaluation n'a pas tenu compte du secteur ATCATF, qui était, à ce moment-là, encore en cours de structuration. L'incertitude de l'inventaire des GES de 2001 du Canada associée au niveau se situait dans la plage de -3 à +6 % pour tous les GES confondus. En ce qui concerne les différents gaz, c'est au N₂O qu'était associée la plus large plage d'incertitude dans l'inventaire national (de -8 à +80 %), puis aux HFC, (de -22 à +60 %). L'incertitude reliée au CO₂ variait de -4 à 0 %. L'estimation de l'incertitude globale de l'inventaire canadien était comparable aux limites des incertitudes déclarées par les autres Parties visées à l'Annexe I. D'autres résultats de l'étude, par secteur et par catégorie, sont présentés en détail dans les Tableau A7-2 à Tableau A7-7, ci-après.

Tableau A7-1: Évaluation quantitative de niveau 2 des incertitudes liées aux émissions et aux tendances générales des GES déclarées dans l'inventaire national pour 2001, par gaz¹

Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) ² (Gg d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'année t (2001) ² (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'année t en % des émissions du gaz		% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)		% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
CO ₂	472 000	566 000	-4	0	20	18	24
CH ₄	73 000	93 000	-5	35	27	0	75
N ₂ O	50 000	50 000	-8	80	-3	-35	55
HFC	0	900	-22	60	SO	SO	SO
PFC	6 000	6 000	-70	-60	3	-70	-60
SF ₆	2 870	2 020	-1	1	-30	-30	-29
Total des émissions de GES	608 000	720 000	-3	6	19	12	27

Notes :

1. N'inclut pas le secteur ATCATF.

2. Selon le RIN de 2003.

Sources : ICF Consulting (2004, 2005).

SO = Sans objet.

L'analyse d'incertitude de 2004 s'est faite selon une approche de niveau 2. On a calculé les intervalles d'incertitude pour les 2,5^e et 97,5^e centiles (intervalle de confiance de 95 %) de toutes les catégories de sources. Dans les cas où les méthodes utilisées pour obtenir les données sur les activités et la méthodologie de calcul des estimations n'ont pas changé, on a présumé que les plages d'incertitude de bon nombre des catégories de sources examinées dans cette étude demeureraient applicables aux estimations de l'inventaire courant des GES. En revanche, on suppose que l'incertitude de la tendance s'applique uniquement aux estimations de 1990 à 2001, en raison de la sensibilité de ces estimations aux valeurs de l'inventaire de l'année de référence et de l'année en cours.

Le Canada a adopté le tableau 6.2 du GIEC (2000) pour présenter ses estimations de l'incertitude concernant l'inventaire des GES de 2001, comme le montrent les Tableau A7-2 à Tableau A7-7.

On a aussi réalisé une analyse de la sensibilité des données de 2005 qui indiquait que c'est l'incertitude associée à la catégorie des sources d'émission de N₂O par les sources mobiles du sous-secteur des transports qui exerçait la plus grande influence sur l'incertitude globale de l'inventaire. Les autres variables d'entrée significatives sont l'incertitude associée aux émissions de CH₄ attribuables à l'utilisation de combustibles fossiles par des sources (foyers) fixes, les émissions directes et indirectes de N₂O de sources agricoles, le CH₄ du secteur des déchets et le CO₂ dégagé par les sources fixes de combustion.

Tableau A7-2: Résultats de l'évaluation de niveau 2 de l'incertitude—Énergie (combustion fixe)¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
1. Combustion de source fixe	CO ₂	276 000	335 000	-4	1	0,30	21	20	23
	CH ₄	4 000	5 000	-24	700	0,37	25	-2	45
	N ₂ O	2 000	2 000	-11	650	0,24	20	-45	190
1.A.1. Industries énergétiques	CO ₂	144 000	201 000	-6	2				
	CH ₄	2 000	3 000	1	230				
	N ₂ O	900	1 000	-23	800				
1.A.1.a. Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public	CO ₂	94 700	136 000	-3	3		44	45	50
	CH ₄	38	100	-20	40		175	100	200
	N ₂ O	500	800	-35	900		40	-75	950
1.A.1.b. Raffinage du pétrole	CO ₂	26 000	29 000	-35	7		11	7	10
	CH ₄	8	9	-50	900		13	-26	50
	N ₂ O	90	90	-28	1 000		5	-40	40
1.A.1.c. Fabrication de combustibles solides et autres industries énergétiques	CO ₂	23 600	35 500	-8	8		50	45	60
	CH ₄	2 000	2 000	0	240		50	40	55
	N ₂ O	200	300	-90	1 500		50	35	80
1.A.2. Industries manufacturières et construction	CO ₂	62 100	59 700	-3	2				

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
	CH ₄	40	40	-35	380				
	N ₂ O	400	400	-55	850				

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
1.A.2.a. Sidérurgie	CO ₂	6 420	5 830	-5	5		-9	-15	-4
	CH ₄	5	5	-70	320		-6	-90	550
	N ₂ O	60	50	-85	650		-6	-90	650
1.A.2.b. Métaux non ferreux	CO ₂	3 210	3 480	-6	-1		8	18	22
	CH ₄	1	2	-19	95		19	10	27
	N ₂ O	10	20	-55	850		21	-60	240
1.A.2.c. Produits chimiques	CO ₂	7 060	6 440	-3	2		-9	-10	-8
	CH ₄	3	3	-35	40		-7	-9	-1
	N ₂ O	40	40	-85	1 300		-7	-11	9
1.A.2.d. Pâtes, papiers et imprimerie	CO ₂	13 400	9 500	-4	4		-29	-29	-27
	CH ₄	20	20	-60	900		0	-28	35
	N ₂ O	100	100	-60	900		-6	-29	30
1.A.2.f. Autres	CO ₂	32 000	34 400	-3	2				
	CH ₄	10	10	-28	120				
	N ₂ O	200	200	-65	1 000				
1.A.4. Autres secteurs	CO ₂	69 400	74 300	-3	2				
	CH ₄	2 000	2 000	-90	1 500				
	N ₂ O	700	700	-65	1 000				

Note :

1. On trouvera au chapitre 3 du RIN une analyse de l'incertitude associée aux coefficients d'émission du CH₄ et du N₂O.

Tableau A7-3: Résultats de l'évaluation de niveau 2 de l'incertitude— Énergie (transports)¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
1.A.3. Transports	CO ₂	146 000	178 000	—	—	0,12			
	CH ₄	600	700	—	—	0,05			
	N ₂ O	6 000	9 000			0,47			
Total pour les sources mobiles (total des transports sans les pipelines)	CO ₂	139 000	168 000	-4	0				
	CH ₄	500	400	-24	700				
	N ₂ O	6 000	9 000	-28	410				
Total des transports de surface non ferroviaire (routier et hors route)	CO ₂	118 000	145 200	-4	0				
	CH ₄	500	400	-29	700				
	N ₂ O	5 000	7 000	-35	390				
1.A.3.a. Aviation civile	CO ₂	10 410	11 800	-1	1		13	12	15
	CH ₄	10	10	-75	900		-12	-35	13
	N ₂ O	300	400	-90	1 500		13	-17	16
1.A.3.b. Transport routier	CO ₂	103 000	127 000	-8	-3		24	20	28
	CH ₄	350	290	-19	18		-17	-24	-8
	N ₂ O	3 600	5 700	-35	35		57	40	75
Véhicules de transport routier à essence	CO ₂	75 200	87 000	-7	-3		16	12	19

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
Véhicules de transport routier à moteur diesel	CH ₄	280	210	-22	16		-25	-30	-18
	N ₂ O	3 400	5 400	-35	30		58	40	80
	CO ₂	25 500	39 400	-13	-1		55	45	70
	CH ₄	30	40	-65	55		55	45	70
	N ₂ O	200	400	-70	260		53	35	65

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
Véhicules de transport routier au gaz naturel	CO ₂	84	118	-4	4		40	35	45
	CH ₄	20	30	-50	120		40	35	45
	N ₂ O	1	1	-95	1 400		40	35	45
Véhicules de transport routier au propane	CO ₂	2 080	979	-2	2		-55	-55	-50
	CH ₄	20	10	-50	120		-53	-55	-50
	N ₂ O	10	6	-95	1 500		-55	-55	-50
1.A.3.c. Tr. ferroviaire	CO ₂	6 320	5 820	-5	3		-8	-13	-5
	CH ₄	7	7	-60	60		-8	-12	-4
	N ₂ O	800	700	-95	1 500		-8	-12	-4
1.A.3.d. Tr. maritime	CO ₂	4 730	5 180	-3	3		9	6	13
	CH ₄	7	8	-40	190		11	6	15
	N ₂ O	300	300	-90	1 300		7	2	12
1.A.3.e.i Véhicules hors route	CO ₂	15 100	17 700	4	45		17	-5	50
	CH ₄	100	100	-80	2 300		-3	-35	60
	N ₂ O	1 000	2 000	-90	1 800		27	-1	60
1.A.3.e.ii Transport par pipeline	CO ₂	6 700	9 970	-3	3	0,02	50	45	50
	CH ₄	140	210	-15	-15		50	45	50
	N ₂ O	50	80			0,01	50	3	50

Notes :

1. L'incertitude de l'étude ICF Consulting pourrait ne plus représenter celle qui a été intégrée dans les estimations, en raison de changements majeurs dans la méthodologie d'estimation pour les transports. On trouvera plus de détails au chapitre 3.2. Gg = gigagramme.

Tableau A7-4: Résultats de l'évaluation de niveau 2 de l'incertitude– Énergie (sources fugitives)¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
1.B Émissions fugitives de l'extraction et de la manutention du charbon, du pétrole et du gaz	CO ₂	9 800	15 000	-35	-13	0,06	55	-3	45
	CH ₄	28 000	39 000	-7	16	0,15	40	23	65
1.B.1.a. Émissions fugitives – Extraction du charbon	CO ₂	–	–	–	–				
	CH ₄	2 000	1 000	-30	130		-50	-70	22
1.B.2.(a+b) Émissions fugitives – Pétrole et gaz naturel	éq. CO ₂	36 000	53 000	-10	9				
	CO ₂	9 800	15 000	-35	-13		55	-3	45
	CH ₄	26 000	38 000	-7	15		45	28	75
1.B.2.a. Pétrole	CO ₂	30	80	-60	-40		190	-11	90
	CH ₄	8 500	14 000	-29	13		65	29	150
1.B.2.b. Gaz naturel	CO ₂	20	30	25	55		55	35	85
	CH ₄	17 000	24 000	1	28		40	19	70
1.B.2.c. Émissions fugitives – Pétrole et	CO ₂	9 800	15 000	-35	-13		55	-4	44

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
		% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)	% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)				
gaz naturel – Évacuation et torchage	CH ₄	500	700	-95	-90		35	-90	-85
Évacuation	CO ₂	4 500	7 800	-29	10				
	CH ₄	0	0	–	–				
Torchage	CO ₂	5 300	7 400	-50	-30				
	CH ₄	500	700	-95	-90				

Notes :

1. L'incertitude associée aux émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie est tirée de l'étude d'ICF Consulting (2005). Les nouvelles données sur l'incertitude proviennent d'une étude plus récente, voir le chapitre sur le secteur de l'énergie pour plus de précisions.
2. Gg = gigagramme.

Tableau A7-5: Résultats de l'évaluation de niveau 2 de l'incertitude – Procédés industriels, utilisation de solvants et d'autres produits¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ³ d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
2.A. Produits minéraux		8 200	8 700	–	–		6	-28	55
2.A.1. Production de ciment	CO ₂	5 900	6 500	-35	35		11	-35	85
2.A.2. Production de chaux	CO ₂	2 000	2 000	-2	110		-5	-45	65
2.A.3. Utilisation de calcaire et de dolomite	CO ₂	370	340	-16	16		-9	-15	-2
2.A.4. Utilisation de carbonate de sodium	CO ₂	68	64	-26	29		-6	-35	30
2.B. Industrie chimique		16 500	7 520	–	–		-55	-65	-40
2.B.1. Production d'ammoniac	CO ₂	5 000	6 000	-23	55		18	-16	65
2.B.2. Production d'acide nitrique	N ₂ O	780	800	-15	-16		2	-18	28
2.B.3. Production d'acide adipique	N ₂ O	10 700	802	-2	2		-95	-95	-90
2.C. Production de métaux		19 100	20 300	–	–		6	-19	-11
2.C.1. Sidérurgie	CO ₂	7 590	7 920	-5	5		4	3	6
2.C.3. Production d'aluminium (total des GES)	–	8 600	10 000	-45	-30		20	-35	-19

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ³ d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
2.C.4. SF ₆ utilisé dans les fonderies de magnésium	SF ₆	2 870	2 020	-1	1		-30	-30	-29
2.G. Autres		9 200	11 700	-40	1		27	-30	50
Autres procédés et procédés indifférenciés	CO ₂	9 200	11 700	-40	1		27	-30	50
Total des émissions de GES dues aux procédés industriels	éq. CO ₂	52 900	49 000	-7	5	0,10	-7	-27	-12
Total des émissions de CO ₂ dues aux procédés industriels	CO ₂	32 600	38 300	2	19		18	-3	27
Total des émissions de N ₂ O dues aux procédés industriels	N ₂ O	11 500	1 600	-8	8		-85	-85	-85
Total des émissions de HFC dues aux substituts de SACO ²	HFC	0	900	-21	55	0,01	–	–	–
Total des émissions de PFC dues aux procédés industriels	PFC	6 000	6 000	-70	-60		–	–	–
Total des émissions de SF ₆ dues aux procédés industriels	SF ₆	2 870	2 020	-1	1		-30	-30	-29
3. Utilisation de solvants et d'autres produits	N ₂ O	420	470	-23	22		12	12	12

Notes :

ANNEXE 7

1. On trouvera dans les sections du chapitre 4 sur l'incertitude propre à chaque catégorie des précisions sur l'applicabilité de la plage d'incertitude tirée de l'étude d'ICF Consulting aux estimations de l'inventaire actuel.
2. SACO = Substance appauvrissant la couche d'ozone.
3. Gg = gigagramme.

Tableau A7-6: Résultats de l'évaluation de niveau 2 de l'incertitude – Agriculture¹

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ² d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
4.A. Fermentation entérique	CH ₄	16 000	18 800	-9	9	0,06	18	15	20
4.B. Gestion des fumiers	CH ₄	4 600	5 500	-15	15	0,04	19	15	23
	N ₂ O	3 700	4 600	-30	35	0,05	25	-10	60
4.D. Sols agricoles	éq. CO ₂	8 300	10 000	-16	18		22	6	40
						0,36			
Émissions directes des sols	N ₂ O	22 000	24 000	-25	35		11	7	16
Émissions indirectes des sols	N ₂ O	5 400	7 000	-60	120		28	24	35
Total (émissions directes et indirectes des sols)	N ₂ O	27 000	31 000	-25	40		15	11	20

Notes :

1. Des estimations révisées de l'incertitude ont été tirées d'études plus récentes. On trouvera plus de précisions au chapitre 6 sur le secteur de l'agriculture.
2. Gg = gigagramme.

Tableau A7-7: Résultats de l'évaluation de niveau 2 de l'incertitude– Déchets

Catégorie de source du GIEC	Gaz	Émissions pour l'année de référence (1990) (Gg ⁵ d'éq. CO ₂)	Émissions pour l'an t (2001) (Gg d'éq. CO ₂)	Incertitude des émissions de l'an t en % des émissions de la catégorie		Valeur de sensibilité de l'incertitude introduite dans le total national en l'an t (2001)	% de variation des émissions entre 2001 et 1990	Plage de % de variation probable entre 2001 et 1990	
				% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)			% inférieur (2,5 centile)	% supérieur (97,5 centile)
6. Déchets	éq. CO ₂	20 000	25 000						
6.A. Enfouissement des déchets solides	CH ₄	19 000	23 000	-35	40		24	29	55
Émissions des décharges municipales ¹	CH ₄	17 000	22 000	-40	35				
Émissions des déchets de bois ²	CH ₄	2 000	2 000	-60	190				
6.B. Traitement des eaux usées ²	éq. CO ₂	1 000	1 000	-40	55		12	12	13
Émissions provenant du traitement des eaux usées	CH ₄	360	400	-40	45		13	12	13
	N ₂ O	900	1 000	-60	65		12	12	12
6.C. Incinération des déchets	éq. CO ₂	300	400	-12	65		10	10	11
Émissions dues à l'incinération des déchets urbains ³	CO ₂	300	300	-3	85		12	11	12
	N ₂ O	50	60	-80	85		11	11	12
Émissions dues à l'incinération des boues d'épuration ⁴	CH ₄	10	7	-60	60		-25	-30	-19

Notes :

1. L'exactitude de ces données est limitée par les facteurs suivants : 1) les valeurs de l'incertitude tirées de l'étude d'ICF Consulting (2004) ont été calculées à l'aide de la méthode Monte Carlo exploitant un modèle très simplifié de production de méthane comparativement au modèle utilisé dans le cadre du RIN et 2) on a fait appel à l'opinion d'un seul expert pour établir les limites inférieure et supérieure de la plage d'incertitude pour chaque entrée de données sur les activités – volume de CH₄

récupéré, taux d'enfouissement de déchets urbains par habitant, constantes du modèle Scholl-Canyon (le potentiel de production de CH₄, la L₀, et la constante k pour le CH₄) et pour les statistiques démographiques. Depuis, une révision de l'inventaire des données recueillies sur les gaz d'enfouissement effectué en 2004 a permis de déterminer que la quantité de méthane récupérée figurant dans l'inventaire de 2001 était surestimée de 10 %. L'incertitude relative à la quantité de CH₄ récupérée a été surestimée par suite d'une erreur de transcription.

2. Pour cette catégorie, on a utilisé les valeurs par défaut du GIEC ou des valeurs hypothétiques.

3. On a utilisé des valeurs hypothétiques pour toutes les entrées, sauf pour les émissions de N₂O, qui sont fondées sur les estimations du GIEC.

4. On a utilisé des valeurs hypothétiques pour la plage d'incertitude associée au coefficient d'émission du CH₄ établi pour les lits fluidisés dans l'inventaire de l'année 2001. Pour simplifier les choses, les incinérateurs à sols multiples n'ont pas été pris en compte. L'incertitude relative à la quantité de boues résiduelles incinérée est fondée sur des valeurs hypothétiques établies d'après les valeurs du GIEC.

5. Gg = gigagramme.

Annexe 8 Tableau des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada, 1990–2007

L'annexe 8 contient des tableaux-synthèses (Tableau A8-20 à Tableau A8-20) répertoriant les émissions de gaz à effet de serre par année, par gaz et par secteur.

Tableau A8-1 : Description des catégories de gaz à effet de serre

ÉNERGIE

a. Sources de combustion fixes

Production d'électricité et de chaleur	Émissions de combustible consommé par : Production d'électricité par les services publics et l'industrie Production de vapeur (pour la vente)
Industries des combustibles fossiles	Émissions de combustible consommé par : Industries de raffinage et de production du pétrole (incluant les installations en amont) Production de gaz naturel et certaines industries conventionnelles et non conventionnelles de production du pétrole (y compris certaines activités de raffinage)
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	Émissions de combustible commercial vendu à : Mines de métaux et de non-métaux, carrières de pierre et de gravier Industries d'extraction de pétrole et de gaz Exploration minière et opérations de forage à contrat
Industries manufacturières	Émissions de combustible consommé par les industries suivantes : Sidérurgie (fonderies d'acier, usines de moulage et de laminage) Métaux non ferreux (production d'aluminium, de magnésium, et autre production) Produits chimiques (fabrication d'engrais, fabrication de produits chimiques organiques et inorganiques) Pâtes et papiers (surtout la fabrication de pâtes, de papiers et de produits de papier) Production de ciment Autres industries manufacturières non spécifiées (p.ex., les industries de l'automobile, des textiles et des aliments et boissons)
Construction	Émissions de combustible consommé par l'industrie de la construction - bâtiments, routes, etc.
Commercial et institutionnel	Émissions de combustible consommé par : Industries de services de l'exploitation minière, les communications, la vente au détail et en gros, les services financiers et d'assurances, l'immobilier, l'éducation, etc. Établissements fédéraux, provinciaux et municipaux Défense nationale et Garde côtière canadienne Gares, aéroports et entrepôts
Résidentiel	Émissions de combustible consommé par les résidences personnelles (maisons, résidences hôtelières, condominiums et
Agriculture et foresterie	Émissions de combustible consommé par : Exploitation forestière et services connexes Industrie de l'agriculture, de la chasse et du piégeage (à l'exclusion de la transformation des aliments ainsi que de la fabrication et de la réparation de la machinerie agricole)
b. Transport	Émissions provenant de l'utilisation de carburant par : les lignes aériennes canadiennes effectuant des vols intérieurs les véhicules qui sont autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de la le transport ferroviaire canadien les navires immatriculés et ravitaillés en carburant au Canada les véhicules qui ne sont pas autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de les modes de transport et de distribution du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits
c. Sources fugitives	Les rejets de gaz à effet de serre, intentionnels ou non, provenant des activités suivantes : Exploitation minière souterraine et à ciel ouvert Exploration, production, traitement, transport et distribution du pétrole et du gaz classiques et non classiques
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	Émissions provenant des activités de production suivantes : a. Produits minéraux Production de ciment et de chaux; utilisation de carbonate de sodium, de chaux et de dolomite, et de magnésite b. Industries chimiques Production d'ammoniac, d'acide adipique et d'acide nitrique c. Production de métaux Production d'aluminium, sidérurgie et production et moulage de magnésium d. Consommation d'halocarbures et de SF ₆ Rejet de HFC et/ou PFC suite à la production ou l'utilisation de dispositifs de climatisation et de réfrigération, d'extincteurs, d'aérosols, de solvants; et par les industries d'injection de mousse, des semi-conducteurs et autres pièces électroniques. L' Émissions provenant de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles
e. Autres procédés et procédés	Émissions provenant de l'utilisation de N ₂ O dans les produits anesthésiques et agents propulseurs
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	Émissions provenant de :
AGRICULTURE	Émissions provenant de :
a. Fermentation entérique	Fermentation entérique du bétail
b. Gestion des fumiers	Gestion des fumiers
c. Sols agricoles	Émissions directes de N ₂ O des engrais synthétiques, des fumiers sur les terres agricoles, des résidus de culture, du labourage, des jachères d'été, de l'irrigation et de la culture des sols organiques
Sources directes	Émissions directes de N ₂ O des fumiers épandus sur les pâturages, les grands parcours et les enclos
Fumier de pâturages, de grands parcours et Sources indirectes	Émissions indirectes de N ₂ O de la volatilisation et du lessivage de l'azote des fumiers, des engrais synthétiques et des résidus de
DÉCHETS	Émissions provenant de :
a. Enfouissement de déchets solides	Sites d'enfouissement des déchets urbains solides (les décharges municipales) et les sites d'enfouissement des déchets de bois
b. Épuration des eaux	Épuration des eaux domestiques et industrielles
c. Incinération des déchets	Incinération des déchets solides municipaux et des boues d'épuration
Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie	Émissions et absorptions provenant des :
a. Terres forestières	Forêts aménagées et terres reboisées, y compris la croissance et les perturbations naturelles et anthropiques
b. Terres cultivées	Gestion des sols cultivés minéraux et organiques, chaulage, biomasse ligneuse (CO ₂), terres converties en terres cultivées
c. Prairies	Prairies aménagées et terres transformées en prairies (CO ₂)
d. Terres humides	Terres transformées en terres humides (tourbières, terres inondées) et terres humides conservées (tourbières seulement)
e. Zones de peuplement	Arbres urbains et forêts et prairies transformées en terres aménagées (habitations, infrastructures de transport et infrastructures g

Tableau A8-2 : Émissions canadiennes de gaz à effet de serre par secteur, de 1990 à 2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	kt d'Éq. CO ₂									
TOTAL¹	592 000	641 000	717 000	711 000	717 000	741 000	741 000	731 000	718 000	747 000
ENERGIE	469 000	510 000	587 000	583 000	589 000	609 000	603 000	593 000	581 000	614 000
a. Sources de combustion fixes	281 000	293 000	344 000	342 000	347 000	360 000	349 000	336 000	324 000	350 000
Production d'électricité et de chaleur	95 500	101 000	132 000	134 000	129 000	135 000	127 000	125 000	117 000	126 000
Industries des combustibles fossiles	51 000	54 000	66 000	70 000	74 000	74 000	72 000	66 000	66 000	70 000
Raffinage et valorisation du pétrole	16 000	14 000	14 000	16 000	19 000	19 000	18 000	17 000	16 000	18 000
Production de combustibles fossiles	36 000	40 000	53 000	55 000	56 000	54 000	53 000	49 000	50 000	52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	6 190	7 840	10 400	10 300	11 900	15 800	14 900	15 600	16 800	23 300
Industries manufacturières	55 000	53 300	53 400	49 200	49 400	49 800	51 500	47 600	47 000	47 900
Sidérurgie	6 480	7 020	7 160	5 870	6 470	6 350	6 460	6 450	6 220	6 640
Métaux non ferreux	3 190	3 080	3 190	3 460	3 220	3 200	3 230	3 230	3 230	3 380
Produits chimiques	7 140	8 510	7 910	6 800	6 170	5 870	6 830	6 400	6 820	6 680
Pâtes et papiers	13 700	11 700	11 000	9 850	9 250	9 060	9 400	7 180	5 860	5 770
Ciment	3 830	3 990	4 170	4 120	4 490	4 450	4 620	4 890	5 070	4 910
Autres industries manufacturières	20 600	19 000	19 900	19 100	19 800	20 800	20 900	19 400	19 800	20 600
Construction	1 870	1 170	1 070	1 010	1 230	1 290	1 340	1 360	1 300	1 290
Commercial et institutionnel	25 700	28 900	33 100	33 100	35 200	37 700	37 700	36 700	33 400	35 200
Résidentiel	43 000	45 000	45 000	42 000	43 000	45 000	43 000	42 000	40 000	44 000
Agriculture et foresterie	2 390	2 750	2 540	2 190	2 090	2 190	2 090	1 970	1 910	2 240
b. Transport²	145 000	159 000	178 000	176 000	178 000	183 000	188 000	192 000	191 000	200 000
Transport aérien intérieur	6 400	5 900	6 500	6 100	6 700	7 200	7 800	7 900	7 700	7 800
Transport routier	98 400	109 000	119 000	121 000	123 000	125 000	129 000	131 000	133 000	137 000
Véhicules légers à essence	45 800	44 400	42 100	41 800	41 900	41 400	41 100	39 900	39 900	41 100
Camions légers à essence	20 700	27 900	36 800	37 500	39 100	40 500	42 000	43 100	43 600	45 000
Véhicules lourds à essence	7 810	6 080	5 290	6 000	5 870	6 050	6 400	6 300	6 430	6 640
Motos	146	121	158	182	206	226	245	252	256	285
Véhicules légers à moteur diesel	355	327	353	368	389	398	431	432	435	450
Camions légers à moteur diesel	707	1 330	1 690	1 710	1 810	1 880	1 990	2 130	2 230	2 330
Véhicules lourds à moteur diesel	20 700	26 500	31 300	32 400	32 700	34 100	36 500	38 100	38 900	40 100
Véhicules au propane ou au gaz naturel	2 200	2 100	1 100	1 100	840	820	860	720	790	830
Transport ferroviaire	7 000	6 000	7 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	6 000	7 000
Transport maritime intérieur	5 000	4 400	5 100	5 500	5 500	6 100	6 600	6 400	5 800	6 100
Autres	29 000	34 000	41 000	37 000	37 000	38 000	38 000	41 000	39 000	42 000
Véhicules hors route à essence	6 700	6 400	7 600	7 500	7 600	7 800	7 700	7 300	6 700	7 400
Véhicules hors route à moteur diesel	15 000	16 000	22 000	19 000	19 000	22 000	22 000	23 000	23 000	25 000
Pipelines	6 850	11 900	11 200	10 200	10 800	9 050	8 470	10 100	9 610	9 800
c. Sources fugitives³	42 700	57 000	64 700	65 200	64 500	65 700	65 600	64 700	65 800	64 800
Exploitation de la houille ³	2 000	2 000	900	1 000	1 000	900	700	700	700	800
Pétrole et gaz naturel	40 700	55 300	63 700	64 200	63 600	64 800	64 900	63 900	65 100	64 100
Pétrole	4 180	5 150	5 430	5 770	5 580	5 780	5 940	5 650	5 720	5 820
Gaz naturel	12 900	16 500	19 400	19 700	19 700	20 100	20 400	20 800	21 400	21 300
Évacuation	19 300	28 600	33 500	33 700	33 000	33 300	33 000	32 000	32 000	31 700
Torçage	4 400	5 100	5 400	5 000	5 300	5 700	5 800	5 500	6 000	5 300
PROCEDES INDUSTRIELS	54 800	56 600	51 100	49 800	49 700	51 200	55 400	55 100	54 600	51 400
a. Produits minéraux	8 300	8 800	9 600	9 000	9 100	9 100	9 500	9 500	9 600	9 400
Production de ciment	5 400	6 100	6 700	6 500	6 700	6 800	7 100	7 200	7 300	7 300
Production de chaux	1 800	1 900	1 900	1 600	1 700	1 700	1 800	1 700	1 600	1 600
Utilisation de produits minéraux ⁴	1 090	878	1 020	844	836	612	585	589	660	584
b. Industries chimiques	17 000	18 000	8 900	8 200	8 700	8 500	11 000	10 000	9 000	8 900
Production d'ammoniac	5 000	6 500	6 800	6 100	6 200	6 100	6 800	6 300	6 600	6 200
Production d'acide nitrique	1 010	1 000	1 230	1 280	1 260	1 260	1 230	1 250	1 230	1 130
Production d'acide adipique	11 000	11 000	900	800	1 300	1 100	3 100	2 600	1 200	1 500
c. Production de métaux	19 500	19 200	18 900	17 400	17 500	17 200	16 700	16 500	16 800	13 800
Production de fer et d'acier	7 060	7 880	7 900	7 280	7 120	7 040	7 200	7 020	7 760	6 030
Production d'aluminium	9 300	9 200	8 200	7 700	7 500	7 700	7 300	8 200	7 700	7 300
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	3 110	2 110	2 780	2 380	2 940	2 480	2 190	1 290	1 390	522
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁵	2 300	2 000	4 500	5 500	5 000	6 000	5 500	6 400	6 500	6 200
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	8 000	8 400	9 200	9 600	9 500	10 000	13 000	12 000	13 000	13 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	170	210	240	210	170	220	210	180	320	320
AGRICULTURE	48 000	55 000	59 000	58 000	57 000	60 000	62 000	62 000	61 000	60 000
a. Fermentation entérique	17 000	20 000	21 000	22 000	22 000	22 000	23 000	24 000	23 000	23 000
b. Gestion des fumiers	6 000	6 900	7 400	7 700	7 800	7 800	8 000	8 100	8 000	7 800
c. Sols agricoles	26 000	28 000	30 000	28 000	27 000	29 000	30 000	30 000	30 000	29 000
Sources directes	14 000	14 000	15 000	14 000	13 000	15 000	15 000	15 000	15 000	15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	2 600	3 300	3 600	3 800	3 800	3 900	4 000	4 100	4 000	3 900
Sources indirectes	9 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000	10 000
DÉCHETS	19 000	20 000	20 000	20 000	20 000	21 000	21 000	21 000	22 000	21 000
a. Enfouissement de déchets solides	18 000	19 000	19 000	19 000	19 000	19 000	20 000	20 000	20 000	20 000
b. Épuration des eaux	740	790	860	880	890	890	900	900	910	930
c. Incinération des déchets	400	350	250	250	220	230	230	240	240	250
ATCATF	-52 000	200 000	-80 000	-84 000	85 000	56 000	120 000	41 000	41 000	45 000
a. Terres forestières	-79 000	180 000	-93 000	-96 000	73 000	46 000	110 000	32 000	33 000	38 000
b. Terres cultivées	13 000	5 800	1 900	870	460	-490	-960	-2 100	-2 300	-3 400
c. Prairies	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Terres humides	5 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
e. Zones de peuplement	10 000	9 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000	8 000

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du Secteur Affectation des terres, Changements d'affectation des terres et Forêt.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. Les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques sur la production de charbon.

4. Le sous-secteur d'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

5. Les données d'émissions de HFC de 1990 incluent seulement la production de HCFC-22. On a présumé que les émissions provenant de la consommation de HFC étaient négligeables avant 1995. À partir de 1995, les données

d'émissions de HFC incluent seulement

— absence d'émission.

Tableau A8-3 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	590 000	4 800	100 000	150	48 000	4 900	2 200	1 800	747 000	
ÉNERGIE	550 000	2 600	54 000	30	10 000				614 000	
a. Sources de combustion fixes	343 000	200	4 000	8	3 000				350 000	
Production d'électricité et de chaleur	125 000	5,2	110	2	700				126 000	
Industries des combustibles fossiles	67 500	100	2 000	1	400				70 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	18 000	—	—	0,4	100				18 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	23 100	0,4	9	0,5	200				23 300	
Industries manufacturières	47 400	3	60	2	500				47 900	
Sidérurgie	6 580	0,2	5	0,2	60				6 640	
Métaux non ferreux	3 360	0,08	2	0,05	20				3 380	
Produits chimiques	6 640	0,14	2,9	0,1	40				6 680	
Pâtes et papiers	5 480	2	40	0,8	300				5 770	
Ciment	4 890	0,1	2	0,04	10				4 910	
Autres industries manufacturières	20 400	0,4	8	0,4	100				20 600	
Construction	1 280	0,02	0,5	0,03	10				1 290	
Commercial et institutionnel	34 900	0,6	10	0,7	200				35 200	
Résidentiel	41 100	90	2 000	2	500				44 000	
Agriculture et foresterie	2 220	0,04	0,8	0,07	20				2 240	
b. Transport²	192 000	30	600	20	8 000				200 000	
Transport aérien intérieur	7 600	0,4	9	0,7	200				7 800	
Transport routier	133 000	9,4	200	11	3 300				137 000	
Véhicules légers à essence	40 000	3,0	64	3,5	1 100				41 100	
Camions légers à essence	43 300	3,3	68	5,2	1 600				45 000	
Véhicules lourds à essence	6 480	0,36	7,6	0,48	150				6 640	
Motos	260	0,17	3,6	0,01	1,6				265	
Véhicules légers à moteur diesel	439	0,01	0,2	0,04	10				450	
Camions légers à moteur diesel	2 270	0,06	1	0,2	60				2 330	
Véhicules lourds à moteur diesel	39 700	2	40	1	400				40 100	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	812	0,7	20	0,02	5				830	
Transport ferroviaire	6 010	0,3	7	2	800				7 000	
Transport maritime intérieur	5 740	0,4	9	1	400				6 100	
Autres	39 000	20	400	10	3 000				42 000	
Véhicules hors route à essence	7 200	9	200	0,2	50				7 400	
Véhicules hors route à moteur diesel	22 000	1	30	9	3 000				25 000	
Pipelines	9 520	9,5	200	0,3	80				9 800	
c. Sources fugitives	16 000	2 300	49 000	0,1	40				64 800	
Exploitation de la houille	—	40	800	—	—				800	
Pétrole et gaz naturel	15 900	2 290	48 100	0,1	40				64 100	
Pétrole	220	265	5 570	0,1	30				5 820	
Gaz naturel	65,1	1 010	21 200	—	—				21 300	
Évacuation	10 500	1 010	21 300	0,01	4				31 700	
Torçage	5 200	3,6	76	0,01	2				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	40 000			8,47	2 630	4 900	2 200	1 800	51 400	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	7 300								7 300	
Production de chaux	1 600								1 600	
Utilisation de produits minéraux ³	584								584	
b. Industries chimiques	6 200			8,47	2 630				8 900	
Production d'ammoniac	6 200								6 200	
Production d'acide nitrique	—			3,66	1 130				1 130	
Production d'acide adipique	—			4,8	1 500				1 500	
c. Production de métaux	11 100						2 200	535	13 800	
Production de fer et d'acier	6 030								6 030	
Production d'aluminium	5 100						2 200	12,4	7 300	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du	—							522	522	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴	—					4 900	4	1 200	6 200	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	13 000								13 000	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				1,0	320				320	
AGRICULTURE		1 200	26 000	110	34 000				60 000	
a. Fermentation entérique		1 100	23 000						23 000	
b. Gestion des fumiers		140	3 000	15	4 800				7 800	
c. Sois agricoles				94	29 000				29 000	
Sources directes				47	15 000				15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				13	3 900				3 900	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	190	970	20 000	2	700				21 000	
a. Enfouissement de déchets solides		960	20 000	—	—				20 000	
b. Épuration des eaux		12	260	2	700				930	
c. Incinération des déchets	190	0,09	2	0,2	50				250	
ATCATF	35 000	290	6 200	12	3 800				45 000	
a. Terres forestières	29 000	280	5 900	12	3 700				38 000	
b. Terres cultivées	-3 600	7	200	0,3	100				-3 400	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	3 000	0	—	0	—				3 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du Secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
- Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
- Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993. — absence d'émission.

Tableau A8-4 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2006

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	558 000	4 800	100 000	150	48 000	5 000	2 600	2 900	718 000	
ÉNERGIE	516 000	2 600	55 000	30	10 000				581 000	
a. Sources de combustion fixes	317 000	200	4 000	8	2 000				324 000	
Production d'électricité et de chaleur	116 000	4,5	94	2	700				117 000	
Industries des combustibles fossiles	63 700	100	2 000	1	400				66 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	16 000	—	—	0,4	100				16 000	
Production de combustibles fossiles	47 800	100	2 000	1	300				50 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	16 700	0,3	7	0,4	100				16 800	
Industries manufacturières	46 500	3	50	1	500				47 000	
Sidérurgie	6 150	0,2	5	0,2	60				6 220	
Métaux non ferreux	3 210	0,07	2	0,05	10				3 230	
Produits chimiques	6 780	0,14	3,0	0,1	40				6 820	
Pâtes et papiers	5 620	2	30	0,7	200				5 860	
Ciment	5 060	0,1	2	0,04	10				5 070	
Autres industries manufacturières	19 700	0,4	8	0,4	100				19 800	
Construction	1 290	0,02	0,5	0,03	10				1 300	
Commercial et institutionnel	33 200	0,6	10	0,7	200				33 400	
Résidentiel	37 300	100	2 000	2	500				40 000	
Agriculture et foresterie	1 890	0,03	0,7	0,06	20				1 910	
b. Transport²	183 000	30	600	20	7 000				191 000	
Transport aérien intérieur	7 480	0,4	9	0,7	200				7 700	
Transport routier	129 000	9,3	190	11	3 300				133 000	
Véhicules légers à essence	38 700	3,0	64	3,7	1 200				39 900	
Camions légers à essence	41 900	3,2	66	5,2	1 600				43 600	
Véhicules lourds à essence	6 280	0,36	7,6	0,45	140				6 430	
Motos	251	0,17	3,5	0,01	1,6				256	
Véhicules légers à moteur diesel	424	0,01	0,2	0,03	10				435	
Camions légers à moteur diesel	2 170	0,06	1	0,2	50				2 230	
Véhicules lourds à moteur diesel	38 500	2	40	1	400				38 900	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	770	0,7	20	0,02	5				790	
Transport ferroviaire	5 660	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	5 380	0,4	8	1	400				5 800	
Autres	36 000	20	400	9	3 000				39 000	
Véhicules hors route à essence	6 500	8	200	0,1	40				6 700	
Véhicules hors route à moteur diesel	20 000	1	20	8	3 000				23 000	
Pipelines	9 340	9,4	200	0,3	80				9 610	
c. Sources fuggitives	16 000	2 400	50 000	0,1	40				65 800	
Exploitation de la houille		30	700		700				700	
Pétrole et gaz naturel	16 200	2 330	48 800	0,1	40				65 100	
Pétrole	190	262	5 500	0,1	30				5 720	
Gaz naturel	65,4	1 020	21 300	—	—				21 400	
Évacuation	10 100	1 040	21 900	0,01	5				32 000	
Torçage	5 900	4,1	86	0,01	3				6 000	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	42 000			7,88	2 440	5 000	2 600	2 900	54 600	
a. Produits minéraux	9 600								9 600	
Production de ciment	7 300								7 300	
Production de chaux	1 600								1 600	
Utilisation de produits minéraux ³	660								660	
b. Industries chimiques	6 600			7,88	2 440				9 000	
Production d'ammoniac	6 600								6 600	
Production d'acide nitrique				3,98	1 230				1 230	
Production d'acide adipique				3,9	1 200				1 200	
c. Production de métaux	12 800						2 600	1 410	16 800	
Production de fer et d'acier	7 760								7 760	
Production d'aluminium	5 100						2 600	13,1	7 700	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								1 390	1 390	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						5 000	5	1 500	6 500	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	13 000								13 000	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				1,0	320				320	
AGRICULTURE		1 200	26 000	110	35 000				61 000	
a. Fermentation entérique		1 100	23 000						23 000	
b. Gestion des fumiers		150	3 100	16	4 900				8 000	
c. Sois agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				48	15 000				15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				13	4 000				4 000	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DECHETS	190	990	21 000	2	700				22 000	
a. Enfouissement de déchets solides		970	20 000						20 000	
b. Épuration des eaux		12	260	2	700				910	
c. Incinération des déchets	190	0,07	1	0,2	50				240	
ATC/ATF	31 000	310	6 600	13	4 100				41 000	
a. Terres forestières	23 000	300	6 300	13	3 900				33 000	
b. Terres cultivées	-2 600	8	200	0,4	100				-2 300	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	3 000	—	—	—	—				3 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du Secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.

- absence d'émission.

Tableau A8-5 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2005

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂		
TOTAL¹	569 000	4 800	100 000	160	50 000	5 200	3 300	2 500	731 000	
ENERGIE	529 000	2 600	54 000	30	10 000				593 000	
a. Sources de combustion fixes	329 000	200	4 000	8	3 000				336 000	
Production d'électricité et de chaleur	124 000	4,8	100	2	700				125 000	
Industries des combustibles fossiles	63 800	100	2 000	1	400				66 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	17 000	—	—	0,4	100				17 000	
Production de combustibles fossiles	46 600	100	2 000	1	300				49 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	15 500	0,3	6	0,4	100				15 600	
Industries manufacturières	47 100	3	60	2	500				47 600	
Sidérurgie	6 390	0,2	5	0,2	60				6 450	
Métaux non ferreux	3 250	0,08	2	0,05	20				3 270	
Produits chimiques	6 360	0,13	2,7	0,1	30				6 400	
Pâtes et papiers	6 880	2	40	0,8	300				7 180	
Ciment	4 880	0,1	2	0,04	10				4 890	
Autres industries manufacturières	19 300	0,4	8	0,4	100				19 400	
Construction	1 350	0,02	0,5	0,03	10				1 360	
Commercial et institutionnel	36 400	0,6	10	0,7	200				36 700	
Résidentiel	39 300	90	2 000	2	500				42 000	
Agriculture et foresterie	1 950	0,03	0,7	0,06	20				1 970	
b. Transport²	184 000	30	600	20	8 000				192 000	
Transport aérien intérieur	7 650	0,4	9	0,7	200				7 900	
Transport routier	127 000	9,4	200	11	3 500				131 000	
Véhicules légers à essence	38 600	3,2	67	4,1	1 300				39 900	
Camions légers à essence	41 400	3,2	67	5,3	1 700				43 100	
Véhicules lourds à essence	6 160	0,38	8,0	0,43	130				6 300	
Motos	247	0,17	3,5	0,01	1,5				252	
Véhicules légers à moteur diesel	421	0,01	0,2	0,03	10				432	
Camions légers à moteur diesel	2 080	0,05	1	0,2	50				2 130	
Véhicules lourds à moteur diesel	37 700	2	40	1	400				38 100	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	706	0,7	10	0,01	4				720	
Transport ferroviaire	5 480	0,3	6	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	6 050	0,4	9	1	400				6 400	
Autres	38 000	20	400	9	3 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 100	8	200	0,2	50				7 300	
Véhicules hors route à moteur diesel	21 000	1	20	9	3 000				23 000	
Pipelines	9 780	9,8	210	0,3	80				10 100	
c. Sources fugitives	15 000	2 300	49 000	0,1	40				64 700	
Exploitation de la houille		30	700						700	
Pétrole et gaz naturel	15 400	2 310	48 500	0,1	40				63 900	
Pétrole	170	260	5 450	0,1	30				5 650	
Gaz naturel	61,0	990	20 800	—	—				20 800	
Évacuation	9 810	1 050	22 100	0,01	5				32 000	
Torçage	5 400	3,7	78	0,01	2				5 500	
PROCEDES INDUSTRIELS	40 000			12,6	3 900	5 200	3 300	2 500	55 100	
a. Produits minéraux	9 500								9 500	
Production de ciment	7 200								7 200	
Production de chaux	1 700								1 700	
Utilisation de produits minéraux ³	589								589	
b. Industries chimiques	6 300			12,6	3 900				10 000	
Production d'ammoniac	6 300								6 300	
Production d'acide nitrique				4,04	1 250				1 250	
Production d'acide adipique				8,5	2 600				2 600	
c. Production de métaux	11 900						3 300	1 310	16 500	
Production de fer et d'acier	7 020								7 020	
Production d'aluminium	4 800						3 300	17,6	8 200	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								1 290	1 290	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						5 200	5	1 200	6 400	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	12 000								12 000	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,58	180				180	
AGRICULTURE		1 300	27 000	110	35 000				62 000	
a. Fermentation entérique		1 100	24 000						24 000	
b. Gestion des fumiers		150	3 100	16	5 000				8 100	
c. Sols agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				48	15 000				15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				13	4 100				4 100	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DECHETS	190	960	20 000	2	700				21 000	
a. Enfouissement de déchets solides		950	20 000						20 000	
b. Épuration des eaux		12	250	2	700				900	
c. Incinération des déchets	190	0,06	1	0,2	50				240	
ATCATH	32 000	290	6 000	12	3 700				41 000	
a. Terres forestières	23 000	270	5 700	11	3 600				32 000	
b. Terres cultivées	-2 300	7	200	0,3	100				-2 100	
c. Prairies										
d. Terres humides	3 000	2	—	0,06	20				3 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du Secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
- absence d'émission.

Tableau A8-6 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2004

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆	TOTAL
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL¹	578 000	4 800	100 000	160	51 000	4 700	3 100	3 000	741 000
ÉNERGIE	538 000	2 600	55 000	30	10 000				603 000
a. Sources de combustion fixes	342 000	200	5 000	8	3 000				349 000
Production d'électricité et de chaleur	126 000	4,8	100	2	700				127 000
Industries des combustibles fossiles	68 900	100	2 000	1	500				72 000
Raffinage et valorisation du pétrole	18 000	—	—	0,4	100				18 000
Production de combustibles fossiles	50 700	100	2 000	1	300				53 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	14 800	0,3	6	0,3	100				14 900
Industries manufacturières	50 900	3	70	2	500				51 500
Sidérurgie	6 400	0,2	5	0,2	60				6 460
Métaux non ferreux	3 210	0,07	2	0,05	10				3 230
Produits chimiques	6 790	0,14	2,9	0,1	40				6 830
Pâtes et papiers	9 070	2	50	0,9	300				9 400
Ciment	4 610	0,09	2	0,04	10				4 620
Autres industries manufacturières	20 800	0,4	9	0,4	100				20 900
Construction	1 330	0,02	0,5	0,03	10				1 340
Commercial et institutionnel	37 500	0,7	10	0,8	200				37 700
Résidentiel	40 400	90	2 000	2	500				43 000
Agriculture et foresterie	2 070	0,04	0,7	0,06	20				2 090
b. Transport²	180 000	30	600	20	8 000				188 000
Transport aérien intérieur	7 610	0,4	9	0,7	200				7 800
Transport routier	126 000	9,7	200	12	3 700				129 000
Véhicules légers à essence	39 600	3,5	73	4,6	1 400				41 100
Camions légers à essence	40 200	3,2	66	5,4	1 700				42 000
Véhicules lourds à essence	6 260	0,41	8,7	0,42	130				6 400
Motos	240	0,16	3,4	0,00	1,5				245
Véhicules légers à moteur diesel	420	0,01	0,2	0,03	10				431
Camions légers à moteur diesel	1 940	0,05	1	0,2	50				1 990
Véhicules lourds à moteur diesel	36 100	2	40	1	300				36 500
Véhicules au propane ou au gaz naturel	842	0,7	20	0,02	5				860
Transport ferroviaire	5 220	0,3	6	2	700				6 000
Transport maritime intérieur	6 230	0,5	10	1	400				6 600
Autres	35 000	20	400	9	3 000				38 000
Véhicules hors route à essence	7 500	9	200	0,2	50				7 700
Véhicules hors route à moteur diesel	20 000	1	20	8	3 000				22 000
Pipelines	8 230	8,3	170	0,2	70				8 470
c. Sources fugitives	16 000	2 400	50 000	0,1	40				65 600
Exploitation de la houille		30	700		700				700
Pétrole et gaz naturel	15 900	2 330	49 000	0,1	40				64 900
Pétrole	180	273	5 720	0,1	30				5 940
Gaz naturel	57,2	968	20 300	—	—				20 400
Évacuation	10 200	1 090	22 900	0,02	5				33 000
Torçage	5 500	3,8	80	0,01	2				5 600
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	40 000			13,9	4 320	4 700	3 100	3 000	55 400
a. Produits minéraux	9 500								9 500
Production de ciment	7 100								7 100
Production de chaux	1 800								1 800
Utilisation de produits minéraux ³	585								585
b. Industries chimiques	6 800			13,9	4 320				11 000
Production d'ammoniac	6 800								6 800
Production d'acide nitrique				3,96	1 230				1 230
Production d'acide adipique				10	3 100				3 100
c. Production de métaux	11 400						3 000	2 220	16 700
Production de fer et d'acier	7 200								7 200
Production d'aluminium	4 200						3 000	31,9	7 300
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 190	2 190
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						4 700	20	820	5 500
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	13 000								13 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,68	210				210
AGRICULTURE		1 300	26 000	110	35 000				62 000
a. Fermentation entérique		1 100	23 000						23 000
b. Gestion des fumiers		150	3 100	16	4 900				8 000
c. Sols agricoles				98	30 000				30 000
Sources directes				49	15 000				15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				13	4 000				4 000
Sources indirectes				40	10 000				10 000
DÉCHETS	180	950	20 000	2	700				21 000
a. Enfouissement de déchets solides		940	20 000						20 000
b. Épuration des eaux		12	250	2	700				900
c. Incinération des déchets	180	0,06	1	0,2	50				230
ATC/ATF	99 000	540	11 000	23	7 000				120 000
a. Terres forestières	89 000	520	11 000	22	6 800				110 000
b. Terres cultivées	-1 200	8	200	0,4	100				-960
c. Prairies	—	—	—	—	—				—
d. Terres humides	3 000	1	20	0,04	10				3 000
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000

Notes :

- Les taux nationaux excluent tous les GES du Secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 - Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Le sous-secteur de l'Utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 - Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
- absence d'émission
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-7 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2003

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹		582 000	4 700	100 000	150	48 000	4 400	3 000	4 200	741 000
ENERGIE		544 000	2 600	55 000	30	10 000				609 000
a. Sources de combustion fixes		353 000	200	5 000	9	3 000				360 000
Production d'électricité et de chaleur		134 000	5,1	110	2	800				135 000
Industries des combustibles fossiles		70 800	100	2 000	1	500				74 000
Raffinage et valorisation du pétrole		19 000	—	—	0,3	100				19 000
Production de combustibles fossiles		51 400	100	2 000	1	400				54 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole		15 700	0,3	7	0,3	100				15 800
Industries manufacturières		49 200	3	60	2	500				49 800
Sidérurgie		6 290	0,2	5	0,2	60				6 390
Métaux non ferreux		3 190	0,07	1	0,05	10				3 200
Produits chimiques		5 840	0,12	2,5	0,1	30				5 870
Pâtes et papiers		8 750	2	40	0,9	300				9 060
Ciment		4 440	0,08	2	0,04	10				4 450
Autres industries manufacturières		20 700	0,4	9	0,4	100				20 800
Construction		1 280	0,02	0,5	0,03	9				1 290
Commercial et institutionnel		37 500	0,7	10	0,8	200				37 700
Résidentiel		42 500	90	2 000	2	500				45 000
Agriculture et foresterie		2 170	0,04	0,8	0,06	20				2 190
b. Transport²		175 000	30	600	20	8 000				183 000
Transport aérien intérieur		7 020	0,4	9	0,6	200				7 200
Transport routier		121 000	9,7	200	12	3 800				125 000
Véhicules légers à essence		39 700	3,7	78	5,1	1 600				41 400
Camions légers à essence		38 700	3,1	66	5,5	1 700				40 500
Véhicules lourds à essence		5 920	0,42	8,9	0,38	120				6 050
Motos		222	0,15	3,2	0,00	1,4				226
Véhicules légers à moteur diesel		388	0,01	0,2	0,03	10				398
Camions légers à moteur diesel		1 840	0,05	1	0,1	50				1 890
Véhicules lourds à moteur diesel		33 800	2	30	1	300				34 100
Véhicules au propane ou au gaz naturel		795	0,7	10	0,02	5				820
Transport ferroviaire		5 130	0,3	6	2	700				6 000
Transport maritime intérieur		5 820	0,4	9	1	300				6 100
Autres		35 000	20	400	8	3 000				38 000
Véhicules hors route à essence		7 500	9	200	0,2	50				7 800
Véhicules hors route à moteur diesel		19 000	1	20	8	2 000				22 000
Pipelines		8 790	8,8	190	0,2	70				9 050
c. Sources fugitives		16 000	2 300	49 000	0,1	40				65 700
Exploitation de la houille ³			40	900						900
Pétrole et gaz naturel		16 400	2 300	48 400	0,1	40				64 800
Pétrole		170	266	5 580	0,1	40				5 780
Gaz naturel		55,3	953	20 000	—	—				20 100
Évacuation		10 600	1 080	22 700	0,02	5				33 300
Torçage		5 600	3,7	77	0,00	1				5 700
PROCÉDÉS INDUSTRIELS		37 000			7,58	2 350	4 400	3 000	4 200	51 200
a. Produits minéraux		9 100								9 100
Production de ciment		6 800								6 800
Production de chaux		1 700								1 700
Utilisation de produits minéraux ⁴		612								612
b. Industries chimiques		6 100			7,58	2 350				8 500
Production d'ammoniac		6 100								6 100
Production d'acide nitrique					4,08	1 260				1 260
Production d'acide adipique					3,5	1 100				1 100
c. Production de métaux		11 600						3 000	2 550	17 200
Production de fer et d'acier		7 040								7 040
Production d'aluminium		4 600						3 000	70,4	7 700
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du									2 480	2 480
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁵							4 400	20	1 600	6 000
e. Autres procédés et procédés indifférenciés		10 000								10 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS					0,71	220				220
AGRICULTURE			1 200	25 000	110	34 000				60 000
a. Fermentation entérique			1 100	22 000						22 000
b. Gestion des fumiers			150	3 100	15	4 800				7 800
c. Sols agricoles					95	29 000				29 000
Sources directes					48	15 000				15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos					12	3 900				3 900
Sources indirectes					30	10 000				10 000
DÉCHETS		180	940	20 000	2	700				21 000
a. Enfouissement de déchets solides			930	19 000						19 000
b. Épuration des eaux			12	240	2	600				890
c. Incinération des déchets		180	0,05	1	0,1	50				230
ATC/ATF		40 000	480	10 000	20	6 300				56 000
a. Terres forestières		30 000	470	9 800	20	6 100				46 000
b. Terres cultivées		-760	7	200	0,3	100				-490
c. Prairies		—	—	—	—	—				—
d. Terres humides		3 000	0,8	20	0,03	10				3 000
e. Zones de peuplement		8 000	5	100	0,2	50				8 000

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
- On a extrapolé les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 en se servant de données d'activité publiques sur la production de charbon.
- Le sous-secteur de l'Utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
- Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
— absence d'émission
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-8 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2002

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	562 000	4 700	99 000	150	45 000	3 900	3 000	4 000	717 000	
ENERGIE	525 000	2 600	54 000	30	10 000				589 000	
a. Sources de combustion fixes	339 000	200	5 000	8	3 000				347 000	
Production d'électricité et de chaleur	128 000	4,7	99	2	700				129 000	
Industries des combustibles fossiles	71 300	100	2 000	1	500				74 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	19 000	—	—	0,3	100				19 000	
Production de combustibles fossiles	52 700	100	2 000	1	400				56 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	11 800	0,2	5	0,3	90				11 900	
Industries manufacturières	48 800	3	60	2	500				49 400	
Sidérurgie	6 400	0,2	5	0,2	60				6 470	
Métaux non ferreux	3 200	0,07	1	0,05	10				3 220	
Produits chimiques	6 130	0,12	2,6	0,1	30				6 170	
Pâtes et papiers	8 940	2	40	0,9	300				9 250	
Ciment	4 480	0,08	2	0,04	10				4 490	
Autres industries manufacturières	19 700	0,4	8	0,4	100				19 800	
Construction	1 220	0,02	0,5	0,03	9				1 230	
Commercial et institutionnel	35 000	0,6	10	0,7	200				35 200	
Résidentiel	40 700	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 070	0,03	0,7	0,06	20				2 090	
b. Transport²	170 000	30	700	20	7 000				178 000	
Transport aérien intérieur	6 540	0,4	9	0,6	200				6 700	
Transport routier	119 000	10	210	13	4 000				123 000	
Véhicules légers à essence	40 000	4,0	83	5,7	1 800				41 800	
Camions légers à essence	37 300	3,1	66	5,6	1 700				39 100	
Véhicules lourds à essence	5 760	0,44	9,3	0,35	110				5 870	
Motos	202	0,14	3,0	0,00	1,3				206	
Véhicules légers à moteur diesel	379	0,01	0,2	0,03	9				389	
Camions légers à moteur diesel	1 760	0,05	1	0,1	40				1 810	
Véhicules lourds à moteur diesel	32 300	2	30	1	300				32 700	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	824	0,7	20	0,02	5				840	
Transport ferroviaire	5 150	0,3	6	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	5 110	0,4	8	1	400				5 500	
Autres	35 000	20	400	7	2 000				37 000	
Véhicules hors route à essence	7 300	9	200	0,2	50				7 600	
Véhicules hors route à moteur diesel	17 000	0,9	20	7	2 000				19 000	
Pipelines	10 500	11	220	0,3	90				10 800	
c. Sources fugitives	16 000	2 300	49 000	0,1	40				64 500	
Exploitation de la houille ³		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 800	2 270	47 700	0,1	40				63 600	
Pétrole	180	256	5 370	0,1	30				5 980	
Gaz naturel	51,7	937	19 700	—	—				19 700	
Évacuation	10 400	1 080	22 600	0,01	4				33 000	
Torçage	5 200	3,5	73	0,01	2				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	36 000			8,09	2 510	3 900	3 000	4 000	49 700	
a. Produits minéraux	9 100								9 100	
Production de ciment	6 700								6 700	
Production de chaux	1 700								1 700	
Utilisation de produits minéraux ⁴	636								636	
b. Industries chimiques	6 200			8,09	2 510				8 700	
Production d'ammoniac	6 200								6 200	
Production d'acide nitrique				4,05	1 260				1 260	
Production d'acide adipique				4,0	1 300				1 300	
c. Production de métaux	11 500						3 000	3 020	17 500	
Production de fer et d'acier	7 120								7 120	
Production d'aluminium	4 400						3 000	80,2	7 500	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 940	2 940	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁵						3 900	20	1 000	5 000	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 500								9 500	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,54	170				170	
AGRICULTURE		1 200	25 000	100	32 000				57 000	
a. Fermentation entérique		1 100	22 000						22 000	
b. Gestion des fumiers		150	3 100	15	4 800				7 800	
c. Sols agricoles				88	27 000				27 000	
Sources directes				43	13 000				13 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				12	3 800				3 800	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DECHETS	180	920	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		11	240	2	600				890	
c. Incinération des déchets	180	0,05	1	0,1	40				220	
ATCATF	65 000	580	12 000	25	7 600				85 000	
a. Terres forestières	54 000	570	12 000	24	7 400				73 000	
b. Terres cultivées	190	8	200	0,4	100				460	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	3 000	—	—	—	—				3 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
- On a extrapolé les émissions fugitives attribuables à l'extraction de la houille pour 2002 et 2003 en se servant de données d'activité publiques sur la production de charbon.
- Le sous-secteur de l'Utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
- Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
— absence d'émission
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-9 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2001

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	555 000	4 700	99 000	150	46 000	3 500	3 500	4 400	711 000	
ENERGIE	518 000	2 600	55 000	30	10 000				583 000	
a. Sources de combustion fixes	335 000	200	5 000	8	3 000				342 000	
Production d'électricité et de chaleur	134 000	5,0	110	3	800				134 000	
Industries des combustibles fossiles	67 300	100	2 000	1	400				70 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	16 000	–	–	0,3	90				16 000	
Production de combustibles fossiles	51 700	100	2 000	1	400				55 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	10 200	0,2	4	0,3	80				10 300	
Industries manufacturières	48 600	3	60	2	500				49 200	
Sidérurgie	5 820	0,2	5	0,2	50				5 870	
Métaux non ferreux	3 440	0,08	2	0,05	20				3 460	
Produits chimiques	6 760	0,14	2,9	0,1	40				6 800	
Pâtes et papiers	9 550	2	40	0,8	300				9 850	
Ciment	4 100	0,07	2	0,04	10				4 120	
Autres industries manufacturières	18 900	0,4	8	0,4	100				19 100	
Construction	997	0,02	0,4	0,03	8				1 010	
Commercial et institutionnel	32 800	0,6	10	0,7	200				33 100	
Résidentiel	39 100	90	2 000	2	500				42 000	
Agriculture et foresterie	2 170	0,04	0,8	0,06	20				2 190	
b. Transport²	168 000	30	700	20	8 000				176 000	
Transport aérien intérieur	5 960	0,4	9	0,5	200				6 100	
Transport routier	117 000	10	220	13	4 100				121 000	
Véhicules légers à essence	39 800	4,2	88	6,2	1 900				41 800	
Camions légers à essence	35 700	3,1	65	5,7	1 800				37 500	
Véhicules lourds à essence	5 890	0,48	10	0,34	110				6 000	
Motos	178	0,13	2,7	0,00	1,1				182	
Véhicules légers à moteur diesel	359	0,01	0,2	0,03	9				368	
Camions légers à moteur diesel	1 660	0,04	0,9	0,1	40				1 710	
Véhicules lourds à moteur diesel	32 000	2	30	1	300				32 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 110	0,9	20	0,02	7				1 100	
Transport ferroviaire	5 680	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	5 140	0,4	8	1	400				5 500	
Autres	34 000	20	400	8	2 000				37 000	
Véhicules hors route à essence	7 200	9	200	0,2	50				7 500	
Véhicules hors route à moteur diesel	17 000	0,9	20	7	2 000				19 000	
Pipelines	9 950	10	210	0,3	80				10 200	
c. Sources fugitives	16 000	2 400	49 000	0,1	40				65 200	
Exploitation de la houille		50	1 000		1 000				1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 600	2 310	48 500	0,1	40				64 200	
Pétrole	170	265	5 570	0,1	30				5 770	
Gaz naturel	50,8	933	19 600	–	–				19 700	
Évacuation	10 500	1 110	23 200	0,01	4				33 700	
Torçage	4 900	3,4	72	0,01	2				5 000	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	36 000			6,74	2 090	3 500	3 500	4 400	49 800	
a. Produits minéraux	9 000								9 000	
Production de ciment	6 500								6 500	
Production de chaux	1 600								1 600	
Utilisation de produits minéraux ³	844								844	
b. Industries chimiques	6 100			6,74	2 090				8 200	
Production d'ammoniac	6 100								6 100	
Production d'acide nitrique				4,14	1 280				1 280	
Production d'acide adipique				2,6	800				800	
c. Production de métaux	11 500						3 500	2 400	17 400	
Production de fer et d'acier	7 280								7 280	
Production d'aluminium	4 200						3 500	44,0	7 700	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 360	2 360	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						3 500	30	2 000	5 500	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 600								9 600	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,69	210				210	
AGRICULTURE		1 200	25 000	110	33 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 100	22 000						22 000	
b. Gestion des fumiers		140	3 000	15	4 700				7 700	
c. Sols agricoles					90				28 000	
Sources directes					45				14 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos					12				3 800	
Sources indirectes					30				10 000	
DÉCHETS	200	910	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		900	19 000		–				19 000	
b. Épuration des eaux		11	240	2	600				880	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,9	0,2	50				250	
ATCATF	-89 000	160	3 300	6,6	2 000				-84 000	
a. Terres forestières	-100 000	150	3 100	6,1	1 900				-96 000	
b. Terres cultivées	610	7	200	0,3	100				870	
c. Prairies	–	–	–	–	–				–	
d. Terres humides	3 000	–	–	–	–				3 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du Secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
- Le sous-secteur de l'Utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
- Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
– absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-10 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 2000

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂		
TOTAL¹	560 000	4 600	98 000	150	48 000	3 000	4 300	4 300		717 000
ENERGIE	522 000	2 600	54 000	30	10 000					587 000
a. Sources de combustion fixes	337 000	200	5 000	8	3 000					344 000
Production d'électricité et de chaleur	132 000	4,8	100	2	800					132 000
Industries des combustibles fossiles	63 600	100	2 000	1	400					66 000
Raffinage et valorisation du pétrole	14 000	—	—	0,3	80					14 000
Production de combustibles fossiles	49 900	100	2 000	1	300					53 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	10 300	0,2	4	0,2	80					10 400
Industries manufacturières	52 800	3	60	2	500					53 400
Sidérurgie	7 090	0,3	5	0,2	60					7 160
Métaux non ferreux	3 170	0,07	1	0,05	10					3 190
Produits chimiques	7 860	0,16	3,3	0,1	40					7 910
Pâtes et papiers	10 700	2	40	0,9	300					11 000
Ciment	4 160	0,07	1	0,04	10					4 170
Autres industries manufacturières	19 800	0,4	8	0,4	100					19 900
Construction	1 060	0,02	0,4	0,03	8					1 070
Commercial et institutionnel	32 800	0,6	10	0,7	200					33 100
Résidentiel	42 200	90	2 000	2	500					45 000
Agriculture et foresterie	2 520	0,04	0,9	0,06	20					2 540
b. Transport²	169 000	30	700	30	8 000					178 000
Transport aérien intérieur	6 350	0,4	9	0,6	200					6 500
Transport routier	114 000	11	230	13	4 200					119 000
Véhicules légers à essence	40 000	4,6	96	6,5	2 000					42 100
Camions légers à essence	35 000	3,3	69	5,7	1 800					36 800
Véhicules lourds à essence	5 200	0,50	11	0,26	79					5 290
Motos	155	0,12	2,5	0,00	0,98					158
Véhicules légers à moteur diesel	345	0,01	0,2	0,03	8					353
Camions légers à moteur diesel	1 650	0,04	0,9	0,1	40					1 690
Véhicules lourds à moteur diesel	31 000	1	30	1	300					31 300
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 070	1	20	0,02	7					1 100
Transport ferroviaire	5 780	0,3	7	2	700					7 000
Transport maritime intérieur	4 730	0,3	7	1	400					5 100
Autres	38 000	20	400	9	3 000					41 000
Véhicules hors route à essence	7 400	9	200	0,2	50					7 600
Véhicules hors route à moteur diesel	20 000	1	20	8	3 000					22 000
Pipelines	10 900	11	230	0,3	90					11 200
c. Sources fugitives	16 000	2 300	49 000	0,1	40					64 700
Exploitation de la houille		50	900							900
Pétrole et gaz naturel	16 000	2 270	47 700	0,1	40					63 700
Pétrole	130	251	5 270	0,1	30					5 430
Gaz naturel	50,7	923	19 400	—	—					19 400
Evacuation	10 500	1 090	23 000	0,02	5					33 500
Torçage	5 300	3,8	80	0,00	0,7					5 400
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			6,87	2 130	3 000	4 300	4 300		51 100
a. Produits minéraux	9 600									9 600
Production de ciment	6 700									6 700
Production de chaux	1 900									1 900
Utilisation de produits minéraux ³	1 020									1 020
b. Industries chimiques	6 800			6,87	2 130					8 900
Production d'ammoniac	6 800									6 800
Production d'acide nitrique				3,97	1 230					1 230
Production d'acide adipique				2,9	900					900
c. Production de métaux	11 800						4 300	2 830		18 900
Production de fer et d'acier	7 900									7 900
Production d'aluminium	3 900						4 300	47,3		8 200
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 780		2 780
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						3 000	30	1 500		4 500
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 200									9 200
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,78	240					240
AGRICULTURE		1 200	24 000	110	34 000					59 000
a. Fermentation entérique		1 000	21 000							21 000
b. Gestion des fumiers		140	2 900	15	4 600					7 400
c. Sols agricoles					96	30 000				30 000
Sources directes					49	15 000				15 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos					12	3 600				3 600
Sources indirectes					30	10 000				10 000
DÉCHETS	200	920	19 000	2	700					20 000
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000							19 000
b. Épuration des eaux		11	240	2	600					860
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,8	0,2	50					250
ATCATF	-83 000	77	1 600	3,2	1 000					-80 000
a. Terres forestières	-96 000	64	1 400	2,7	840					-93 000
b. Terres cultivées	1 700	8	200	0,4	100					1 900
c. Prairies	—	—	—	—	—					—
d. Terres humides	3 000	—	—	—	—					3 000
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50					8 000

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du Secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 - Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 - Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993. — absence d'émission.
- 0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-11 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1999

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂		
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800		691 000
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000					561 000
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000					322 000
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700					122 000
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400					65 000
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70					13 000
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300					52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50					7 450
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500					53 100
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60					7 250
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10					3 250
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50					8 510
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300					11 200
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10					4 160
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100					18 700
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10					1 170
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200					28 800
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500					43 000
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20					2 650
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000					177 000
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200					6 600
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400					118 000
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200					42 700
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800					36 100
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72					5 260
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88					142
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8					338
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40					1 570
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300					30 400
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9					1 500
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700					6 000
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400					5 000
Autres	38 000	20	500	8	2 000					41 000
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50					8 000
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000					20 000
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100					12 500
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40					62 200
Exploitation de la houille		50	1 000							1 000
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40					61 100
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30					5 390
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—					18 700
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4					31 700
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7					5 300
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800		51 100
a. Produits minéraux	9 400									9 400
Production de ciment	6 600									6 600
Production de chaux	1 900									1 900
Utilisation de produits minéraux ³	883									883
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920					9 700
Production d'ammoniac	6 800									6 800
Production d'acide nitrique				3,76	1 170					1 170
Production d'acide adipique				5,6	1 700					1 700
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320		18 800
Production de fer et d'acier	7 890									7 890
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5		8 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270		2 270
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500		3 900
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300									9 300
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220					220
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000					58 000
a. Fermentation entérique		1 000	21 000							21 000
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400					7 200
c. Sols agricoles				96	30 000					30 000
Sources directes				50	16 000					16 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500					3 500
Sources indirectes				30	10 000					10 000
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700					20 000
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000							19 000
b. Épuration des eaux		13	270	2	600					890
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50					240
ATCATF	6 700	330	7 000	14	4 300					18 000
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200					3 600
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100					2 600
c. Prairies	—	—	—	—	—					—
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20					4 000
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50					8 000

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
- Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
- Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation de HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
— absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-12 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1998

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	521 000	4 500	95 000	160	51 000	1 900	5 600	3 700	678 000	
ENERGIE	485 000	2 500	52 000	30	10 000				547 000	
a. Sources de combustion fixes	304 000	200	4 000	8	2 000				310 000	
Production d'électricité et de chaleur	123 000	3,9	81	2	700				123 000	
Industries des combustibles fossiles	52 400	90	2 000	1	300				55 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	12 000	–	–	0,2	80				12 000	
Production de combustibles fossiles	40 100	90	2 000	0,9	300				42 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 860	0,2	3	0,2	60				7 930	
Industries manufacturières	51 900	3	60	2	500				52 400	
Sidérurgie	7 070	0,3	5	0,2	60				7 140	
Métaux non ferreux	3 470	0,07	2	0,05	20				3 490	
Produits chimiques	8 590	0,18	3,7	0,1	50				8 640	
Pâtes et papiers	10 800	2	40	0,8	300				11 100	
Ciment	3 860	0,07	1	0,04	10				3 870	
Autres industries manufacturières	18 100	0,4	8	0,3	100				18 200	
Construction	1 100	0,02	0,4	0,03	10				1 110	
Commercial et institutionnel	27 100	0,5	10	0,6	200				27 200	
Résidentiel	38 300	90	2 000	2	500				41 000	
Agriculture et foresterie	2 550	0,04	0,8	0,06	20				2 570	
b. Transport²	164 000	40	700	30	8 000				173 000	
Transport aérien intérieur	6 260	0,4	9	0,6	200				6 400	
Transport routier	111 000	12	250	14	4 500				115 000	
Véhicules légers à essence	39 500	5,0	110	7,3	2 300				41 900	
Camions légers à essence	32 100	3,2	67	5,8	1 800				34 000	
Véhicules lourds à essence	5 700	0,66	14	0,22	69				5 780	
Motos	142	0,12	2,5	0,00	0,91				146	
Véhicules légers à moteur diesel	317	0,01	0,2	0,02	8				325	
Camions légers à moteur diesel	1 540	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	29 500	1	30	0,9	300				29 800	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 740	1	30	0,03	10				1 800	
Transport ferroviaire	5 320	0,3	6	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 790	0,3	7	1	300				5 100	
Autres	37 000	20	500	7	2 000				40 000	
Véhicules hors route à essence	8 100	10	200	0,2	60				8 300	
Véhicules hors route à moteur diesel	17 000	0,9	20	7	2 000				19 000	
Pipelines	12 100	12	260	0,3	100				12 400	
c. Sources fuyitives	17 000	2 300	47 000	0,1	40				64 800	
Exploitation de la houille		60	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	17 400	2 190	46 000	0,1	40				63 500	
Pétrole	120	251	5 270	0,1	30				5 430	
Gaz naturel	52,5	905	19 000	–	–				19 100	
Évacuation	10 300	1 030	21 700	0,02	5				31 900	
Torçage	7 000	4,6	96	0,00	1				7 100	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	36 000			19,7	6 100	1 900	5 600	3 700	53 500	
a. Produits minéraux	9 100								9 100	
Production de ciment	6 400								6 400	
Production de chaux	1 800								1 800	
Utilisation de produits minéraux ³	902								902	
b. Industries chimiques	6 600			19,7	6 100				13 000	
Production d'ammoniac	6 600								6 600	
Production d'acide nitrique				3,34	1 040				1 040	
Production d'acide adipique				16	5 100				5 100	
c. Production de métaux	11 700						5 600	2 260	19 500	
Production de fer et d'acier	7 690								7 690	
Production d'aluminium	4 000						5 600	59,1	9 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 210	2 210	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						1 900	20	1 500	3 400	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	8 800								8 800	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,67	210				210	
AGRICULTURE		1 100	23 000	110	34 000				57 000	
a. Fermentation entérique		990	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 100	
c. Sols agricoles				94	29 000				29 000	
Sources directes				49	15 000				15 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 400				3 400	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	220	920	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		900	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		11	220	2	600				830	
c. Incinération des déchets	220	0,04	0,8	0,2	50				270	
ATCATF	92 000	770	16 000	32	10 000				120 000	
a. Terres forestières	77 000	760	16 000	32	9 800				100 000	
b. Terres cultivées	3 600	8	200	0,4	100				3 900	
c. Prairies	–	–	–	–	–				–	
d. Terres humides	4 000	1	20	0,04	10				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.

– absence d'émission.

0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-13 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1997

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	691 000	
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000				561 000	
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000				322 000	
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700				122 000	
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400				65 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70				13 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50				7 450	
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500				53 100	
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60				7 250	
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10				3 250	
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50				8 510	
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300				11 200	
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10				4 160	
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100				18 700	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10				1 170	
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200				28 800	
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20				2 650	
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000				177 000	
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200				6 600	
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400				118 000	
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200				42 700	
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800				36 100	
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72				5 280	
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88				142	
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8				338	
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300				30 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9				1 500	
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400				5 000	
Autres	38 000	20	500	8	2 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50				8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000				20 000	
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100				12 500	
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40				62 200	
Exploitation de la houille		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40				61 100	
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30				5 390	
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—				18 700	
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4				31 700	
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	6 600								6 600	
Production de chaux	1 900								1 900	
Utilisation de produits minéraux ³	883								883	
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920				9 700	
Production d'ammoniac	6 800								6 800	
Production d'acide nitrique				3,76	1 170				1 170	
Production d'acide adipique				5,6	1 700				1 700	
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320	18 800	
Production de fer et d'acier	7 890								7 890	
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5	8 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270	2 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500	3 900	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300								9 300	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220				220	
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 000	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 200	
c. Sols agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				50	16 000				16 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500				3 500	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		13	270	2	600				890	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50				240	
ATC/ATF	6 700	330	7 000	14	4 300				18 000	
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200				3 600	
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100				2 600	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
- absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-14 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1996

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	691 000	
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000				561 000	
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000				322 000	
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700				122 000	
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400				65 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70				13 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50				7 450	
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500				53 100	
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60				7 250	
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10				3 250	
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50				8 510	
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300				11 200	
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10				4 160	
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100				18 700	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10				1 170	
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200				28 800	
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20				2 650	
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000				177 000	
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200				6 600	
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400				118 000	
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200				42 700	
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800				36 100	
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72				5 280	
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88				142	
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8				338	
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300				30 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9				1 500	
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400				5 000	
Autres	38 000	20	500	8	2 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50				8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000				20 000	
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100				12 500	
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40				62 200	
Exploitation de la houille		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40				61 100	
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30				5 390	
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—				18 700	
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4				31 700	
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	6 600								6 600	
Production de chaux	1 900								1 900	
Utilisation de produits minéraux ³	883								883	
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920				9 700	
Production d'ammoniac	6 800								6 800	
Production d'acide nitrique				3,76	1 170				1 170	
Production d'acide adipique				5,6	1 700				1 700	
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320	18 800	
Production de fer et d'acier	7 890								7 890	
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5	8 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270	2 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500	3 900	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300								9 300	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220				220	
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 000	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 200	
c. Sols agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				50	16 000				16 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500				3 500	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		13	270	2	600				890	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50				240	
ATC/ATF	6 700	330	7 000	14	4 300				18 000	
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200				3 600	
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100				2 600	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
— absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-15 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1995

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	691 000	
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000				561 000	
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000				322 000	
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700				122 000	
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400				65 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70				13 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50				7 450	
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500				53 100	
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60				7 250	
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10				3 250	
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50				8 510	
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300				11 200	
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10				4 160	
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100				18 700	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10				1 170	
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200				28 800	
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20				2 650	
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000				177 000	
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200				6 600	
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400				118 000	
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200				42 700	
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800				36 100	
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72				5 260	
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88				142	
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8				338	
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300				30 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9				1 500	
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400				5 000	
Autres	38 000	20	500	8	2 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50				8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000				20 000	
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100				12 500	
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40				62 200	
Exploitation de la houille		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40				61 100	
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30				5 390	
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—				18 700	
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4				31 700	
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	6 600								6 600	
Production de chaux	1 900								1 900	
Utilisation de produits minéraux ³	883								883	
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920				9 700	
Production d'ammoniac	6 800								6 800	
Production d'acide nitrique				3,76	1 170				1 170	
Production d'acide adipique				5,6	1 700				1 700	
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320	18 800	
Production de fer et d'acier	7 890								7 890	
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5	8 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270	2 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500	3 900	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300								9 300	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220				220	
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 000	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 200	
c. Sols agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				50	16 000				16 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500				3 500	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		13	270	2	600				890	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50				240	
ATC/ATF	6 700	330	7 000	14	4 300				18 000	
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200				3 600	
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100				2 600	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 - Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 - Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
- absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-16 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1994

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	691 000	
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000				561 000	
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000				322 000	
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700				122 000	
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400				65 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70				13 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50				7 450	
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500				53 100	
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60				7 250	
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10				3 250	
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50				8 510	
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300				11 200	
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10				4 160	
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100				18 700	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10				1 170	
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200				28 800	
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20				2 650	
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000				177 000	
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200				6 600	
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400				118 000	
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200				42 700	
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800				36 100	
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72				5 280	
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88				142	
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8				338	
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300				30 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9				1 500	
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400				5 000	
Autres	38 000	20	500	8	2 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50				8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000				20 000	
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100				12 500	
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40				62 200	
Exploitation de la houille		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40				61 100	
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30				5 390	
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—				18 700	
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4				31 700	
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	6 600								6 600	
Production de chaux	1 900								1 900	
Utilisation de produits minéraux ³	883								883	
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920				9 700	
Production d'ammoniac	6 800								6 800	
Production d'acide nitrique				3,76	1 170				1 170	
Production d'acide adipique				5,6	1 700				1 700	
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320	18 800	
Production de fer et d'acier	7 890								7 890	
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5	8 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270	2 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500	3 900	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300								9 300	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220				220	
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 000	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 200	
c. Sols agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				50	16 000				16 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500				3 500	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		13	270	2	600				890	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50				240	
ATC/ATF	6 700	330	7 000	14	4 300				18 000	
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200				3 600	
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100				2 600	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
- absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-17 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1993

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	691 000	
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000				561 000	
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000				322 000	
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700				122 000	
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400				65 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70				13 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50				7 450	
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500				53 100	
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60				7 250	
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10				3 250	
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50				8 510	
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300				11 200	
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10				4 160	
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100				18 700	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10				1 170	
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200				28 800	
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20				2 650	
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000				177 000	
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200				6 600	
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400				118 000	
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200				42 700	
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800				36 100	
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72				5 280	
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88				142	
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8				338	
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300				30 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9				1 500	
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400				5 000	
Autres	38 000	20	500	8	2 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50				8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000				20 000	
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100				12 500	
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40				62 200	
Exploitation de la houille		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40				61 100	
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30				5 390	
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—				18 700	
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4				31 700	
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	6 600								6 600	
Production de chaux	1 900								1 900	
Utilisation de produits minéraux ³	883								883	
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920				9 700	
Production d'ammoniac	6 800								6 800	
Production d'acide nitrique				3,76	1 170				1 170	
Production d'acide adipique				5,6	1 700				1 700	
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320	18 800	
Production de fer et d'acier	7 890								7 890	
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5	8 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270	2 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500	3 900	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300								9 300	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220				220	
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 000	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 200	
c. Sols agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				50	16 000				16 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500				3 500	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		13	270	2	600				890	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50				240	
ATC/ATF	6 700	330	7 000	14	4 300				18 000	
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200				3 600	
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100				2 600	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
- absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-18 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1992

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	691 000	
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000				561 000	
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000				322 000	
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700				122 000	
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400				65 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70				13 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50				7 450	
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500				53 100	
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60				7 250	
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10				3 250	
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50				8 510	
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300				11 200	
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10				4 160	
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100				18 700	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10				1 170	
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200				28 800	
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20				2 650	
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000				177 000	
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200				6 600	
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400				118 000	
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200				42 700	
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800				36 100	
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72				5 280	
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88				142	
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8				338	
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300				30 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9				1 500	
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400				5 000	
Autres	38 000	20	500	8	2 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50				8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000				20 000	
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100				12 500	
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40				62 200	
Exploitation de la houille		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40				61 100	
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30				5 390	
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—				18 700	
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4				31 700	
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	6 600								6 600	
Production de chaux	1 900								1 900	
Utilisation de produits minéraux ³	883								883	
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920				9 700	
Production d'ammoniac	6 800								6 800	
Production d'acide nitrique				3,76	1 170				1 170	
Production d'acide adipique				5,6	1 700				1 700	
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320	18 800	
Production de fer et d'acier	7 890								7 890	
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5	8 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270	2 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500	3 900	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300								9 300	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220				220	
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 000	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 200	
c. Sols agricoles				96	30 000				30 000	
Sources directes				50	16 000				16 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500				3 500	
Sources indirectes				30	10 000				10 000	
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000						19 000	
b. Épuration des eaux		13	270	2	600				890	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50				240	
ATC/ATF	6 700	330	7 000	14	4 300				18 000	
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200				3 600	
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100				2 600	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
 2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
 4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
— absence d'émission.
- 0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-19 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1991

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂		
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800		691 000
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000					561 000
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000					322 000
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700					122 000
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400					65 000
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70					13 000
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300					52 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50					7 450
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500					53 100
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60					7 250
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10					3 250
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50					8 510
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300					11 200
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10					4 160
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100					18 700
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10					1 170
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200					28 800
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500					43 000
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20					2 650
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000					177 000
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200					6 600
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400					118 000
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200					42 700
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800					36 100
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72					5 260
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88					142
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8					338
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40					1 570
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300					30 400
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9					1 500
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700					6 000
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400					5 000
Autres	38 000	20	500	8	2 000					41 000
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50					8 000
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000					20 000
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100					12 500
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40					62 200
Exploitation de la houille		50	1 000							1 000
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40					61 100
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30					5 390
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—					18 700
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4					31 700
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7					5 300
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800		51 100
a. Produits minéraux	9 400									9 400
Production de ciment	6 600									6 600
Production de chaux	1 900									1 900
Utilisation de produits minéraux ³	883									883
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920					9 700
Production d'ammoniac	6 800									6 800
Production d'acide nitrique				3,76	1 170					1 170
Production d'acide adipique				5,6	1 700					1 700
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320		18 800
Production de fer et d'acier	7 890									7 890
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5		8 600
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du								2 270		2 270
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500		3 900
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300									9 300
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220					220
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000					58 000
a. Fermentation entérique		1 000	21 000							21 000
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400					7 200
c. Sols agricoles				96	30 000					30 000
Sources directes				50	16 000					16 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos				11	3 500					3 500
Sources indirectes				30	10 000					10 000
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700					20 000
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000							19 000
b. Épuration des eaux		13	270	2	600					890
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50					240
ATCATF	6 700	330	7 000	14	4 300					18 000
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200					3 600
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100					2 600
c. Prairies	—	—	—	—	—					—
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20					4 000
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50					8 000

Notes :

- Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.
- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
- Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.
- Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation de HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.
— absence d'émission.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A8-20 : Sommaire des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada – 1990

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL¹	537 000	4 500	95 000	160	48 000	2 500	4 600	3 800	691 000	
ENERGIE	499 000	2 500	52 000	30	10 000				561 000	
a. Sources de combustion fixes	316 000	200	4 000	8	2 000				322 000	
Production d'électricité et de chaleur	121 000	3,9	82	2	700				122 000	
Industries des combustibles fossiles	62 400	100	2 000	1	400				65 000	
Raffinage et valorisation du pétrole	13 000	—	—	0,2	70				13 000	
Production de combustibles fossiles	49 200	100	2 000	1	300				52 000	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	7 390	0,1	3	0,2	50				7 450	
Industries manufacturières	52 500	3	60	2	500				53 100	
Sidérurgie	7 180	0,3	6	0,2	60				7 250	
Métaux non ferreux	3 230	0,06	1	0,05	10				3 250	
Produits chimiques	8 470	0,18	3,7	0,1	50				8 510	
Pâtes et papiers	10 900	2	40	0,9	300				11 200	
Ciment	4 150	0,07	2	0,04	10				4 160	
Autres industries manufacturières	18 600	0,4	8	0,3	100				18 700	
Construction	1 160	0,02	0,4	0,03	10				1 170	
Commercial et institutionnel	28 600	0,5	10	0,6	200				28 800	
Résidentiel	40 100	90	2 000	2	500				43 000	
Agriculture et foresterie	2 630	0,04	0,8	0,06	20				2 650	
b. Transport²	168 000	30	700	30	8 000				177 000	
Transport aérien intérieur	6 360	0,4	9	0,6	200				6 600	
Transport routier	113 000	11	240	14	4 400				118 000	
Véhicules légers à essence	40 400	4,9	100	7,0	2 200				42 700	
Camions légers à essence	34 200	3,3	69	5,8	1 800				36 100	
Véhicules lourds à essence	5 180	0,53	11	0,23	72				5 260	
Motos	139	0,11	2,3	0,00	0,88				142	
Véhicules légers à moteur diesel	330	0,01	0,2	0,03	8				338	
Camions légers à moteur diesel	1 530	0,04	0,8	0,1	40				1 570	
Véhicules lourds à moteur diesel	30 100	1	30	0,9	300				30 400	
Véhicules au propane ou au gaz naturel	1 460	1	20	0,03	9				1 500	
Transport ferroviaire	5 640	0,3	7	2	700				6 000	
Transport maritime intérieur	4 600	0,3	7	1	400				5 000	
Autres	38 000	20	500	8	2 000				41 000	
Véhicules hors route à essence	7 700	9	200	0,2	50				8 000	
Véhicules hors route à moteur diesel	18 000	1	20	8	2 000				20 000	
Pipelines	12 200	12	260	0,3	100				12 500	
c. Sources fugitives	16 000	2 200	46 000	0,1	40				62 200	
Exploitation de la houille		50	1 000						1 000	
Pétrole et gaz naturel	15 700	2 160	45 400	0,1	40				61 100	
Pétrole	130	249	5 230	0,1	30				5 390	
Gaz naturel	46,9	887	18 600	—	—				18 700	
Évacuation	10 200	1 020	21 400	0,01	4				31 700	
Torçage	5 300	3,5	74	0,00	0,7				5 300	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	37 000			9,41	2 920	2 500	4 600	3 800	51 100	
a. Produits minéraux	9 400								9 400	
Production de ciment	6 600								6 600	
Production de chaux	1 900								1 900	
Utilisation de produits minéraux ³	883								883	
b. Industries chimiques	6 800			9,41	2 920				9 700	
Production d'ammoniac	6 800								6 800	
Production d'acide nitrique				3,76	1 170				1 170	
Production d'acide adipique				5,6	1 700				1 700	
c. Production de métaux	11 800						4 600	2 320	18 800	
Production de fer et d'acier	7 890								7 890	
Production d'aluminium	3 900						4 600	53,5	8 600	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du									2 270	
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆⁴						2 500	20	1 500	3 900	
e. Autres procédés et procédés indifférenciés	9 300								9 300	
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS				0,70	220				220	
AGRICULTURE		1 100	24 000	110	34 000				58 000	
a. Fermentation entérique		1 000	21 000						21 000	
b. Gestion des fumiers		130	2 800	14	4 400				7 200	
c. Sols agricoles					96	30 000			30 000	
Sources directes					50	16 000			16 000	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos					11	3 500			3 500	
Sources indirectes					30	10 000			10 000	
DÉCHETS	200	930	19 000	2	700				20 000	
a. Enfouissement de déchets solides		910	19 000		—				19 000	
b. Épuration des eaux		13	270	2	600				890	
c. Incinération des déchets	200	0,04	0,7	0,1	50				240	
ATCATF	6 700	330	7 000	14	4 300				18 000	
a. Terres forestières	-7 300	320	6 700	13	4 200				3 600	
b. Terres cultivées	2 400	7	200	0,3	100				2 600	
c. Prairies	—	—	—	—	—				—	
d. Terres humides	4 000	2	40	0,07	20				4 000	
e. Zones de peuplement	8 000	5	100	0,2	50				8 000	

Notes :

1. Les totaux nationaux excluent tous les GES du secteur Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie.

2. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.

3. Le sous-secteur de l'utilisation de produits minéraux englobe les émissions de CO₂ provenant de l'utilisation du calcaire et de la dolomite, du carbonate de sodium et de la magnésite.

4. Les données d'émissions de HFC incluent seulement celles provenant de la consommation des HFC. Il n'y a pas eu de production de HCFC-22 depuis 1993.

— absence d'émission.

0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Annexe 9 Tableaux sur l'intensité des émissions du secteur de l'électricité

La présente annexe illustre en détail les données des GES provenant de la production d'électricité par les services publics à l'échelle nationale et provinciale. Les émissions de GES indiquées dans cette annexe ne comprennent que les sources de combustion fixe et sont une sous-catégorie de la catégorie de la Production d'électricité et de chaleur dans le secteur public (catégorie 1.A.1.a du CUPR).

L'industrie canadienne de la production d'électricité est composée de producteurs avec et sans vocation de services publics, de même que de producteurs industriels, qui transforment l'énergie en électricité à partir de l'eau, du charbon, du gaz naturel, de produits pétroliers raffinés (PPR), de divers combustibles, de la biomasse, et des ressources nucléaires, éoliennes et solaires. Le processus qui permet de fournir de l'électricité à la population ne comprend pas que la production d'énergie à la centrale, il inclut également la distribution par le réseau électrique. Bien que l'efficacité du système de transport ait un effet sur la quantité d'électricité disponible pour les clients, on ne dispose pas actuellement de données assez détaillées pour pouvoir examiner l'incidence des infrastructures de distribution. On a donc fondé l'estimation des émissions de GES et les valeurs de production d'énergie uniquement sur les activités qui se déroulent à la centrale, sans tenir compte des émissions de SF₆ associées aux transformateurs.

L'analyse effectuée dans la présente section se base sur diverses sources de données. Les données de consommation de combustibles et de production d'électricité proviennent du *Bulletin sur la disponibilité et l'écoulement d'énergie au Canada* (BDEC) (Statistique Canada, n°57-003-XIB au catalogue), de la publication intitulée *Production, transport et distribution d'électricité* (PTDE) (Statistique Canada, n° 57-202-XIB au catalogue) et du *Guide statistique de l'énergie* (Statistique Canada, n° 57-601-XIE au catalogue). Le *Guide statistique de l'énergie*, mis à jour tous les trimestres, est une vaste compilation de différentes publications de Statistique Canada. Les données du PDTE, qui est généralement publié après le BDEC, peuvent varier légèrement d'un rapport à l'autre, en raison de révisions. Le PDTE a un degré de désagrégation des données plus élevé et devrait donc contenir les données les plus à jour; ainsi, sauf indication contraire, les données présentées dans la présente section, proviennent du PDTE. Les deux publications recueillent des données concernant les principaux fournisseurs d'électricité, qui ont des centrales d'une capacité de 500 kW ou plus, et qui comptent pour plus de 95 % de la production d'électricité au Canada. Comme le PTDE n'était pas disponible au moment de la rédaction, les données d'émission de 2007 proviennent du programme de déclaration des GES au niveau des installations alors que les données de production proviennent du BDEC et du *Guide statistique de l'énergie*. Pour faciliter l'analyse et l'étude des données régionales, on a extrait certaines données de rapports annuels de grands producteurs d'électricité de chaque province et territoire.

A9.1 Méthodologie et limites

Cette annexe présente les émissions de GES provenant de la combustion de combustibles pour la production d'électricité par des services publics. On dispose de données détaillées au sujet de la contribution de l'industrie au réseau de distribution, mais le PTDE ne contient encore aucune donnée en ce qui a trait à la consommation de combustibles associée à la production d'électricité en particulier. Par contre, on sait que la contribution de l'électricité produite par l'industrie représente en moyenne moins de 9 % du total canadien, et elle n'est donc pas considérée comme un facteur important dans les discussions sur les tendances.

L'information présentée dans cette annexe exclut les émissions associées à la production de chaleur et de vapeur. Les chapitres 2, Tendances des émissions de gaz à effet de serre, 1990-2007, et 3, Énergie, traitent brièvement des émissions et des tendances de l'ensemble du secteur de la production d'électricité et de chaleur. L'information sur les émissions par gaz pour ce secteur est présentée dans les tableaux où sont répertoriées les émissions nationales de gaz à effet de serre de 1990 à 2007 (annexe 8) et les tableaux où sont répertoriés les émissions de gaz à effet de serre à l'échelle provinciale ou territoriale de 1990 à 2007 (annexe 11).

Les valeurs de l'intensité des émissions du secteur de l'électricité ont été calculées pour chaque type de combustible à l'aide des estimations des émissions de GES et des données sur la production d'électricité. La méthodologie utilisée pour établir ces estimations est expliquée dans le chapitre 3 et l'annexe 2 du présent rapport. Les émissions de GES sont basées sur le total des combustibles utilisés par les services publics, tel qu'indiqué dans le BDEEC. La production nette d'électricité présentée ici provient du PTDE. Entre 1990 et 1997, la production nette était calculée à partir des valeurs de production brute fournies par le PTDE.

Dans certains cas, l'intensité calculée des émissions de GES pour les centrales fonctionnant au gaz naturel s'approche de celle des centrales au charbon. Il s'agit d'une limite de la méthode, puisqu'elle se base sur les données d'électricité et d'efficacité énergétique des combustibles publiées dans le PTDE.

A9.2 Tendances nationales

L'électricité produite par les services publics a connu une hausse de 26 % depuis 1990, tandis que les émissions de GES de ce secteur ont augmenté de 19 % au cours de cette période. L'intensité des émissions de GES a diminué, passant de 220 g d'éq. CO₂/kWh en 1990 à 210 g d'éq. CO₂/kWh en 2007. L'intensité des GES est à son niveau le plus bas depuis 1995, en grande partie à cause de l'augmentation de production d'électricité des centrales hydroélectriques et nucléaires et du remplacement des produits pétroliers raffinés par le gaz naturel. Les fluctuations de la production d'électricité avec le temps (Figure A9-1) dépendent essentiellement des variations de la demande puisqu'une fois produite, l'électricité nécessaire pour répondre à un besoin instantané, ne peut être stockée efficacement. Plusieurs facteurs contribuent à réduire la demande d'électricité-: les mesures prises par l'utilisateur final (grâce aux programmes de conservation et de sensibilisation), la nouvelle technologie (appareils électriques à haute efficacité énergétique), les conditions météorologiques, les restructurations du marché ou de l'économie, la fermeture d'usines ou encore les mesures de grève.

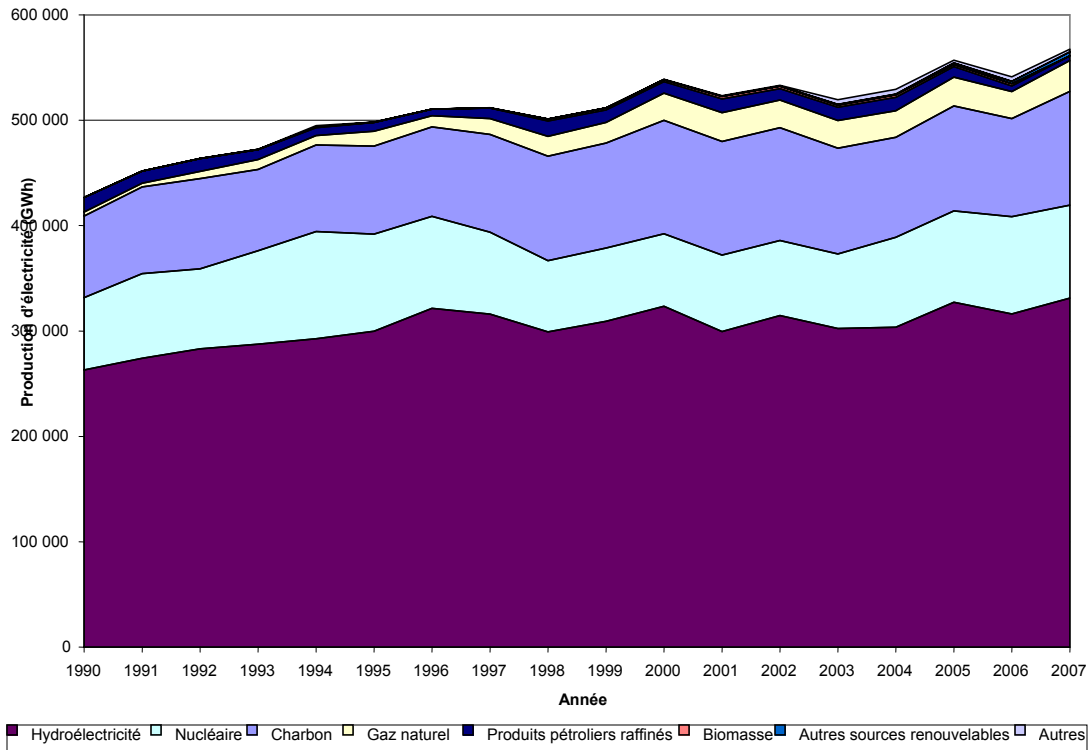


Figure A9-1: Électricité produite par les services publics par source

Tel qu'illustré à la Figure A9-1, les ressources hydroélectriques fournissent la majeure partie de l'électricité du Canada, contribuant pour 58 % à la production totale en 2007, soit une baisse quand on la compare au pourcentage de 62 % obtenu en 1990. La production d'hydroélectricité est pratiquement exempte d'émissions directes de GES, à l'exception des émissions de méthane qui résultent de l'inondation des terres dans le but de construire des réservoirs. Les ressources en eau se trouvent principalement au Labrador, au Québec, en Colombie-Britannique et au Manitoba. Depuis 1990, la contribution de la production d'hydroélectricité à l'approvisionnement total est restée relativement stable, les fluctuations annuelles étant directement causées par les conditions hydrauliques. En 2007, le Canada a produit une quantité record d'électricité provenant de sources hydroélectriques, soit plus de 331 000 GWh. La production globale a augmenté de 5 % par rapport à 2006 en raison de nouvelles sources et de bonnes conditions hydrauliques dans certaines régions du pays.

L'énergie nucléaire est la seconde plus importante source d'électricité sans émissions⁸⁶ au Canada. En 2007, elle représentait environ 16 % de la production totale, soit à peu près le même pourcentage qu'en 1990. La production d'énergie nucléoélectrique a atteint un sommet en 1996, avec 102 000 GWh, puis elle a diminué au cours des années suivantes à cause des travaux de maintenance des réacteurs et des fermetures (pour des raisons de sécurité). En 2007, les centrales nucléaires ont produit au total 88 200 GWh, dont la presque totalité (90 %) dans la province de

⁸⁶ . L'analyse d'inventaire ne prend pas en considération les émissions provenant de l'extraction et du traitement de l'uranium, ni de l'élimination des combustibles résiduels.

l'Ontario. Le Québec et le Nouveau-Brunswick exploitent également des centrales nucléaires. De grands efforts ont été déployés depuis 2003 pour remonter la capacité de production nucléaire du Canada. Dans l'ensemble, la production d'énergie nucléaire a baissé de près de 5 % en 2007 par rapport à 2006 en raison principalement d'interruptions non prévues et de fermetures prolongées en Ontario.

Le charbon a fourni environ 19 % de l'électricité produite au Canada en 2007, pour un total de 108 100 GWh, ce qui représente une hausse de 40 % ou 17 700 GWh depuis 1990. Les centrales au charbon sont responsables d'environ 82 % des émissions de GES liées à la production d'électricité du pays. Le charbon est le principal combustible employé dans les provinces de l'Alberta et de la Saskatchewan. Il contribue également fortement à l'alimentation en électricité en Ontario et en Nouvelle-Écosse (voir la Figure A9-4 ci-dessous pour les sources de production par région). L'augmentation progressive de la production d'électricité à partir de charbon est essentiellement due à la hausse de la demande, tandis que les variations annuelles dépendent généralement des fluctuations de la production d'hydroélectricité, c'est-à-dire que le charbon est davantage utilisé lorsque les niveaux d'eau sont bas, pour compenser la production. En Ontario, l'utilisation du charbon a également augmenté pendant les années où la production des centrales nucléaires était moins élevée. Au Canada, la production d'électricité à partir de charbon a été responsable de 97 Mt d'émissions de GES, soit une hausse de 18 Mt par rapport à 1990 et une hausse de 5,6 Mt par rapport à 2006.

Depuis 1990, on a significativement de plus en plus recours au gaz naturel pour la production d'électricité, si bien que la contribution de ce type de production à l'approvisionnement total dépasse maintenant celle des produits pétroliers raffinés. En 2007, la production totalisait 5 % de l'approvisionnement total, soit cinq fois plus qu'en 1990. Les centrales alimentées au gaz naturel font partie des diverses méthodes de production utilisées dans la plupart des régions du pays, les provinces de l'Ontario et de l'Alberta regroupant les principaux producteurs d'énergie au gaz naturel, suivies de la Colombie-Britannique et de la Saskatchewan. Au Québec et dans les provinces de l'Atlantique, le gaz naturel n'est disponible que depuis 2000, mais il est déjà utilisé dans plusieurs nouvelles centrales, de même que dans des centrales au mazout modernisées. Puisque les centrales au gaz naturel sont relativement faciles à démarrer et en raison de leur coût plus élevé par rapport aux centrales au charbon, elles servent généralement à compléter l'approvisionnement de la charge de base (hydroélectricité, charbon ou nucléaire) pendant les périodes de pointe, afin de répondre aux fluctuations de la demande. De plus, les émissions de GES provenant de la production au gaz naturel représentent environ la moitié de celles des centrales au charbon (par KWh), le remplacement du charbon par le gaz naturel entraîne donc une baisse des émissions de GES. L'utilisation et l'installation de centrales de cogénération, également en hausse, ont un effet positif sur la quantité d'énergie utilisable recueillie par unité de combustible consommé. Les émissions de GES des centrales au gaz naturel totalisaient 14,5 Mt en 2007, soit une hausse de 12 Mt par rapport à 1990 et une hausse de 2,5 Mt par rapport à 2006.

En 2007, les produits pétroliers raffinés tels que le mazout lourd et le diesel ont servi à produire 4 500 GWh d'électricité; ce recul de 67 % par rapport à 1990 est appréciable. Cette production représentait moins de 1 % de la production totale d'électricité du Canada en 2007. Les produits pétroliers raffinés sont utilisés aux fins de la production d'électricité principalement en Nouvelle-Écosse et au Nouveau-Brunswick, où ils comptaient pour 7 % et 19 % du total respectif des sources d'approvisionnement en 2007. Ces pourcentages varient d'une année à l'autre selon le prix des produits raffinés par égard au prix du charbon et la demande globale. En raison du prix élevé du pétrole, il est devenu plus coûteux de répondre à la demande en produisant de l'électricité à partir de produits pétroliers raffinés qu'à partir de gaz naturel.

Au moment de publier le présent rapport, les données de 2007 sur la proportion d'électricité produite à partir de la biomasse, en particulier le bois et les déchets de bois, n'étaient pas disponibles. D'après les données de 2006, ces sources représentent moins de 1 % de la production canadienne et sont situées surtout en Colombie-Britannique, en Alberta et au Nouveau-Brunswick. On considère que les émissions de CO₂ provenant de la biomasse ne libèrent pas de carbone, elles ne sont donc pas incluses dans les GES totaux.

La production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelable, comme l'énergie éolienne et l'énergie marémotrice, continue à augmenter de façon importante. De nouveaux parcs éoliens de grande envergure (> 100 MW) ont contribué à faire augmenter la production d'électricité de 56 % par rapport à 2006 et de 92 % par rapport à 2005. Les programmes provinciaux visant à accroître la proportion d'énergie renouvelable (éolienne ou autre) dans le réseau d'alimentation électrique auront un effet non négligeable en 2008 et par la suite, à mesure que de nouveaux projets s'y grefferont. L'Association canadienne de l'énergie éolienne (CanWEA) indique que la capacité éolienne du Canada a connu une certaine croissance, atteignant 1 846 MW en 2007, soit une hausse de 386 MW par rapport à 2006. Aux fins de comparaison, les 18 réacteurs nucléaires du Canada (en exploitation en 2007) ont une capacité brute totale de 13 400 MW (Association nucléaire canadienne).

A9.3 Importations et exportations

En 2007, la production globale d'électricité a augmenté, atteignant près de 604 000 GWh, soit une hausse de 1 % par rapport au précédent sommet de 597 000 GWh observé en 2005 et une hausse de 3 % par rapport à 2006. L'interdépendance du réseau d'alimentation électrique avec les États-Unis et les besoins variables des différentes régions du pays permettent d'importer facilement de l'électricité peu coûteuse et d'exporter le surplus d'électricité pour réaliser des profits.

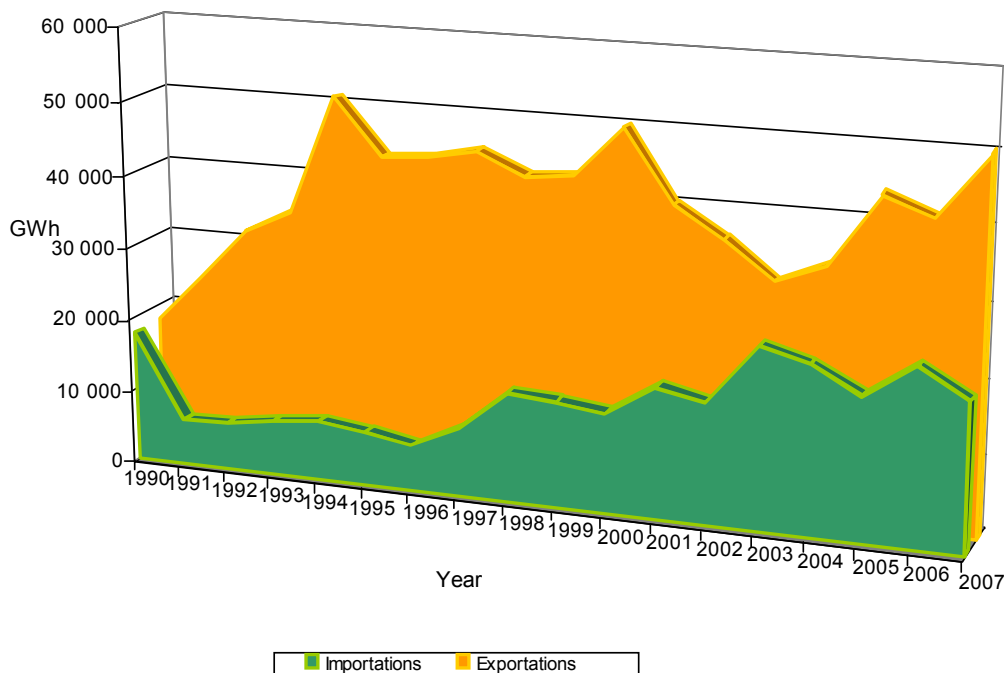


Figure A9-2: Importations d'électricité canadienne et exportations d'électricité en provenance des États-Unis

Les exportations d'électricité ont connu une croissance d'environ 175 % entre 1990 (18 000 GWh) et 2007 (près de 50 000 GWh). Les importations ont également augmenté, mais dans une moindre mesure (hausse de 15 % entre 1990 et 2007). Les provinces ayant le plus exporté d'électricité en 2007 sont le Québec (15 600 GWh), le Manitoba (11 200 GWh), la Colombie-Britannique (10 100 GWh) et l'Ontario (9 800 GWh). Celles ayant le plus importé d'électricité sont l'Ontario et la Colombie-Britannique (chacune 7 300 GWh). En raison des ressources hydroélectriques abondantes, le Canada est en grande partie un exportateur net d'électricité. À ce titre, les fluctuations avec le temps s'expliquent autant par l'économie et les demandes internationales que par les conditions hydrauliques.

A9.4 Étude des divers secteurs

Pour 2007, on a regroupé les principaux consommateurs d'énergie du Canada comme suit (par ordre de consommation décroissante)-: les industries manufacturières (y compris l'industrie minière et l'extraction pétrolière et gazière), suivies du secteur résidentiel, puis du secteur commercial/institutionnel et de l'administration publique (Guide statistique de l'énergie, n° 57-601-XIE au catalogue). Depuis 1990, la consommation totale de chaque secteur a augmenté, mais le pourcentage de la consommation totale représenté par chacun est resté sensiblement le même.

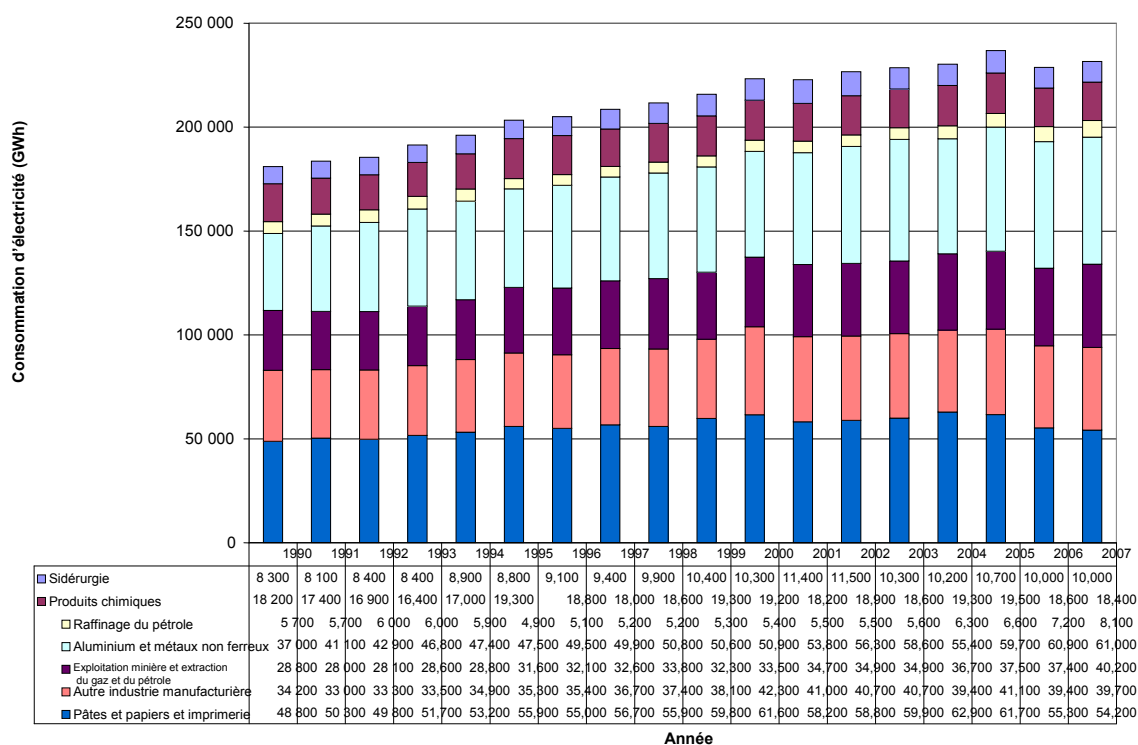


Figure A9-3: Consommation d'électricité par industrie manufacturière

Industries manufacturières

La Figure A9-3 présente la consommation d'électricité de différents secteurs manufacturiers sélectionnés (Statistique Canada, n° de cat. 57-601-XIE). Tous les sous-secteurs ont vu leur consommation augmenter à long terme, mais pas de la même façon, l'économie canadienne ayant changé au fil du temps. L'économie, reposant de moins en moins sur les matières premières, s'est plutôt développée dans les secteurs de l'automobile, de l'électronique et a connu une croissance des services et des technologies de l'information (TI), tous ces changements ayant des répercussions sur la consommation d'électricité. Depuis 2006, on observe une baisse de la consommation d'électricité dans deux des sept secteurs, celle du secteur de la sidérurgie restant sensiblement la même. Les changements à court terme sont directement attribuables à des facteurs économiques plutôt qu'à des changements structurels.

Depuis 1990, le sous-secteur de la sidérurgie a augmenté sa consommation d'électricité, surtout en raison de changements technologiques et de facteurs économiques. En 1990, une grève prolongée a réduit la production (et donc la consommation d'électricité et les émissions de GES) et créé une distorsion dans les tendances à long terme. On peut quand même affirmer que l'emploi de fours électriques à arc a eu pour effet de faire augmenter la consommation d'électricité tout en réduisant la consommation de combustibles fossiles et les émissions de GES des usines.

Dans l'industrie chimique, la consommation d'électricité est demeurée relativement constante. Les variations de consommation d'une année à l'autre s'expliquent en général par la fermeture d'usines, l'amélioration du rendement, les problèmes opérationnels et les grèves.

Le sous-secteur du raffinage du pétrole affiche une consommation d'électricité relativement constante au fil des ans, malgré une tendance à la hausse au cours des quatre dernières années. La hausse des prix et de la demande de produits pétroliers raffinés s'est traduite par une augmentation des profits et un regain de production pour les sociétés de raffinage. En améliorant l'efficacité de la production, les raffineurs ont réussi à abaisser leur consommation d'électricité, même si, par ailleurs, les technologies de pointe requises pour produire des carburants moins polluants et l'augmentation de la capacité des installations existantes ont entraîné une légère hausse de la consommation d'électricité. La forte demande d'essence, à la fois du marché intérieur et du marché d'exportation, est probablement le plus grand facteur expliquant la croissance de la demande d'électricité des trois dernières années.

Le sous-secteur de l'aluminium et des métaux non ferreux présente une croissance significative depuis 1990. L'augmentation de la consommation est principalement attribuable à la hausse de la demande mondiale pour ces produits. Dans le sous-secteur de l'aluminium, les procédés de fabrication consomment beaucoup d'électricité, et la demande est étroitement liée à la production.

Le secteur des mines et de l'extraction pétrolière et gazière connaît une croissance continue depuis 1990. Ce secteur comprend l'extraction des sables bitumineux et l'industrie des métaux de première fusion (zinc, bauxite, nickel, cuivre). Le développement des sables bitumineux et la poussée de la demande de métaux de première fusion qu'on observe sur le marché mondial depuis cinq ans sont les principaux facteurs qui stimulent la consommation d'électricité. La croissance de ce secteur est semblable à celle des secteurs de l'aluminium et du raffinage du pétrole.

La catégorie « autres » regroupe de nombreuses industries manufacturières, parmi lesquelles ressortent les sous-secteurs de l'automobile et de l'électronique. Après avoir atteint un sommet en 2000, la consommation d'électricité a lentement reculé par suite des difficultés économiques provoquées par l'éclatement de la bulle point-com, les attaques terroristes du 11 septembre et le

ralentissement du marché immobilier américain. Le sous-secteur s'est montré extrêmement résilient et est arrivé à s'adapter en améliorant l'efficacité énergétique de ses produits (en particulier dans le sous-secteur de l'automobile) et en exploitant les marchés canadiens et outre-mer au lieu de miser uniquement sur le marché des États-Unis. La forte demande de produits manufacturés en Alberta a aidé à compenser la baisse de la demande des États-Unis, provoquée par la hausse du dollar canadien par rapport au dollar américain.

Depuis quelques années, le sous-secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie a connu les plus grandes difficultés économiques. Les grèves et les fermetures d'usine ont fait baisser la demande d'électricité, en partie en réponse au ralentissement de la demande de papier journal en raison de l'adoption des médias électroniques par les consommateurs. La baisse des prix du bois d'œuvre résineux et de la demande pour ce produit dans le marché du logement aux États-Unis, ont fortement contribué au ralentissement économique qu'a connu cette industrie, de même qu'une compétition accrue des autres pays exportateurs.

Secteur résidentiel

Le secteur résidentiel, grand consommateur d'électricité, affiche une hausse de consommation de 19 % entre 1990 et 2007, et de 10 % depuis 2001. Au Canada, le nombre de logements a grimpé de 29 % entre 1990 et 2006 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles), et de 7 % entre 2001 et 2006. Dans ce secteur, la consommation d'électricité peut varier en fonction des conditions météorologiques, mais aussi de la prospérité économique. La croissance de la demande est restée faible ou modérée durant la récession du début des années 1990, avant de grimper en flèche après 1999. La prolifération des ordinateurs personnels à domicile, des systèmes de climatisation et des gadgets électroniques achetés grâce à l'augmentation du revenu disponible a contribué à faire grimper la consommation, tandis que les nouveaux appareils gagnaient en efficacité énergétique (grâce à des programmes tels qu'EnergyStar). La tendance vers des maisons plus grandes se traduit par une hausse de la consommation d'électricité pour le chauffage, la climatisation et l'éclairage. En moyenne, les logements ont une superficie supérieure de 4 m² par rapport à 1990.

Dans le secteur résidentiel, la consommation d'électricité a augmenté de 4 % de 2006 à 2007 tandis que le nombre de degrés-jours de chauffage a augmenté de 11 % au cours de la même période. En 2004 et 2005, d'importantes mesures de réduction des GES et de conservation d'énergie ont été mises en œuvre à grande échelle et leur succès n'a pas tardé. On pense par exemple à des campagnes telles que le Défi d'une tonne, le projet Porchlight et les programmes de conservation mis sur pied par les services publics. La Coalition of Large Distributors (CLD), qui regroupe six des plus grandes sociétés de distribution d'électricité de l'Ontario (province la plus peuplée du Canada), a annoncé que ses efforts de conservation et de sensibilisation du public avaient contribué à faire baisser la demande d'électricité résidentielle de 111 GWh en 2005 et de 303 GWh en 2006, malgré le record absolu de demande d'électricité (27 005 MW) atteint en Ontario le 1er août 2006. La hausse de la demande observée en 2007 est probablement due à un hiver plus rigoureux dans de nombreuses régions du pays.

Secteur commercial/institutionnel et de l'administration publique

En 2007, on observe les mêmes effets de la température dans les sous-secteurs commercial/institutionnel et de l'administration publique. La consommation d'électricité a augmenté de 4 % par rapport à 2006 et de 27 % par rapport à 1990. Ces secteurs affichent une forte croissance de la consommation d'électricité à long terme, en raison du développement des secteurs des services et des TI découlant des changements structurels que connaît l'économie

canadienne. Dans ces sous-secteurs, on observe également une augmentation du nombre de bâtiments commerciaux et de surface utile, ce qui signifie plus d'espace à chauffer et à climatiser. En même temps, les ordinateurs, les imprimantes et les autres appareils électriques sont devenus omniprésents. La superficie commerciale/institutionnelle s'est accrue de 31 % entre 1990 et 2006 (dernière année pour laquelle des données sont disponibles) et de 10 % entre 2001 et 2006.

Les programmes de conservation d'électricité et de sensibilisation mis en œuvre en 2005 et 2006 ciblent également ces secteurs. En Ontario, la Fondation Air pur signale que, depuis l'entrée en vigueur de son programme Cool Shops, en 2005, elle a aidé le secteur du commerce de détail à réduire sa consommation d'électricité de 5 000 MWh.

A9.5 Étude des régions

La Figure A9-4 présente une ventilation de la production d'électricité par région et par source, pour les années 1990 et 2007⁸⁷. Les centrales au charbon sont les principales sources d'électricité en Alberta et en Saskatchewan, en grande partie à cause d'un accès facile et sûr à d'abondantes ressources de charbon. Les centrales hydroélectriques produisent la majeure partie de l'électricité dans les provinces du Québec, de Colombie-Britannique, du Manitoba et de Terre-Neuve-et-Labrador. En Ontario et dans la région de l'Atlantique, la production d'électricité est relativement diversifiée, celle provenant de l'énergie nucléaire étant la source d'approvisionnement la plus importante en Ontario. En ce qui a trait à la production totale, le Québec et l'Ontario sont de loin les plus importants contributeurs; ces deux provinces ont produit l'équivalent de 327 000 GWh, soit 57 % de l'approvisionnement en électricité du Canada en 2007. Elles sont suivies de l'Alberta et de la Colombie-Britannique, avec environ 60 700 GWh et 57 700 GWh, respectivement, et de Terre-Neuve-et-Labrador, avec 39 800 GWh.

87. Étant donné leur contribution relativement faible à l'approvisionnement canadien, les provinces de l'Atlantiques (tout comme les territoires) ont été regroupées.

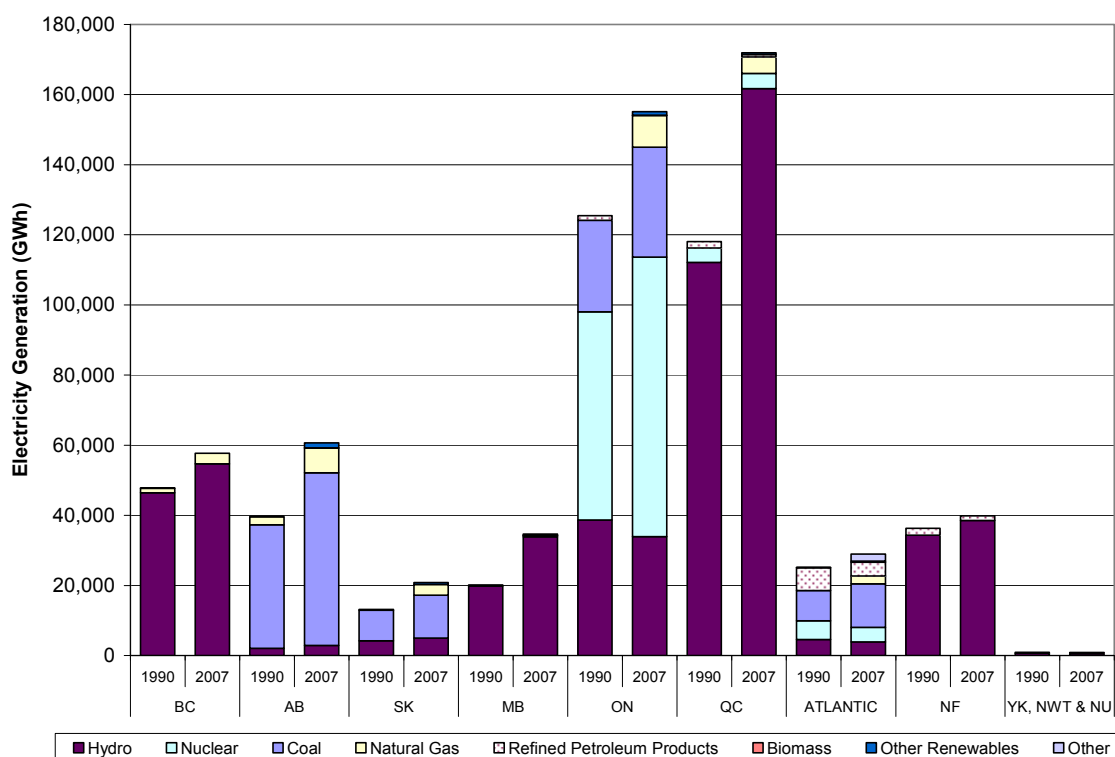


Figure A9-4: Production d'électricité par région et par source, en 1990 et en 2007

La production globale a augmenté dans toutes les provinces. Depuis 1990, la production en Alberta, en Saskatchewan et au Manitoba a augmenté de plus de 50 %. Au Manitoba, cette croissance est due à de nouveaux aménagements hydroélectriques, tandis que la hausse en Alberta et en Saskatchewan est liée à l'utilisation accrue du charbon et du gaz naturel pour répondre à la demande du secteur pétrolier. La hausse de production de 15 % dans la région de l'Atlantique est aussi essentiellement attribuable à l'utilisation accrue des combustibles fossiles. En Ontario, la hausse de 24 % s'est accompagnée d'une augmentation du recours à l'énergie nucléaire et d'une forte hausse de l'utilisation du gaz naturel. Au Québec, en Colombie-Britannique et à Terre-Neuve-et-Labrador, la production hydroélectrique a augmenté de 44 %, 18 % et 12 %, respectivement.

Dans l'ensemble, les sources d'électricité (énergie nucléaire, hydroélectrique, de biomasse, éolienne et marémotrice) n'émettant aucun GES continuent de fournir environ les trois quarts de l'électricité au Canada. Au cours des cinq dernières années, la contribution des « autres sources renouvelables » (principalement de nouvelles installations éoliennes) a connu une hausse de presque 450 %, et augmentera probablement encore en 2008 et en 2009 grâce aux programmes incitatifs des gouvernements fédéral et provinciaux et à l'acceptation croissante de ces sources par la population.

Étant donné que les services publics ne peuvent augmenter comme bon leur semble les tarifs d'électricité facturés à leurs clients, des facteurs économiques peuvent jouer un rôle important dans la consommation des combustibles. À titre d'exemple, la production à partir de gaz naturel a augmenté d'environ 550 % entre 1990 et 2000, et elle est demeurée stable entre 2000 et 2005. La

production d'électricité à partir de gaz naturel a été plus faible entre 2002 et 2004, en partie à cause de la hausse des prix du gaz naturel, et en 2006, en raison d'un ralentissement de la demande. La montée rapide du cours de la devise canadienne en 2004 a eu, par contre, comme effet d'abaisser les prix du gaz naturel, ces prix étant basés sur les marchés internationaux et les devises étrangères. On peut conclure à des conséquences similaires pour la production à partir de charbon, des produits pétroliers raffinés et d'« autres » combustibles. Les services publics pouvant difficilement transmettre à leurs clients la hausse des prix du pétrole, ils ont davantage recours à des combustibles moins chers (charbon, combustibles de la catégorie « autres »), et donc de qualité inférieure, et délaissent les produits pétroliers raffinés.

Les principales raisons expliquant la hausse de 7,3 Mt des émissions de GES de ce secteur sont dues à des conditions atypiques survenues en 2006. Le pays a connu un hiver plus froid en 2007, après l'hiver relativement chaud de 2006, ce qui a augmenté le « pic hivernal » de consommation d'électricité habituellement observé. Le nombre de degrés-jours de chauffage a augmenté de 11 % de 2006 à 2007 alors qu'il était en recul de 8,1 % de 2005 à 2006 (Statistique Canada). Le deuxième facteur expliquant la hausse des émissions de GES est la baisse de la production d'électricité nucléaire en Ontario, donnant lieu à une hausse des émissions dues à la production d'électricité au charbon. C'est cependant le troisième facteur qui a eu l'effet le plus marqué. Les émissions de GES ont connu leur plus forte baisse dans les provinces de l'Atlantique par suite d'un mouvement de grève prolongé chez un grand consommateur industriel d'électricité, ce qui a conduit à une forte chute de la demande d'électricité dans la région. La baisse de la demande globale a eu pour effet de réduire la quantité de produits pétroliers raffinés normalement utilisés pour satisfaire les besoins d'électricité en période de pointe. De plus, les produits pétroliers raffinés étaient plus chers par rapport au gaz naturel en raison de la hausse du prix du pétrole et de la baisse du prix du gaz. La décision économique de réduire la consommation de produits pétroliers raffinés, combinée au recul de la demande et à la disponibilité accrue de l'hydroélectricité, a beaucoup contribué à réduire les émissions de GES en 2006, comparativement à 2005 et 2007.

A9.6 Intensité des émissions de GES

L'intensité des émissions est la quantité d'émissions de GES par MWh pour un combustible spécifique (ou pour un combustible et un type de production spécifiques), mesurée en tonnes d'équivalent CO₂ par GWh (t d'éq. CO₂/GWh). L'intensité des émissions varie selon le type de combustible utilisé, la qualité du combustible, la technologie de conversion employée et l'efficacité du système de combustion. La production d'électricité au charbon génère habituellement la plus forte intensité d'émissions, soit généralement 1 000 t d'éq. CO₂/GWh, mais elle varie selon le type de charbon utilisé. L'intensité des émissions des produits pétroliers raffinés varie également selon le type de combustible et la technologie, variant entre 600 et 800 t d'éq. CO₂/GWh, et reflète la variabilité de cette catégorie. Les centrales au gaz naturel génèrent environ 500 t d'éq. CO₂/GWh, bien que les émissions provenant des centrales de cogénération seraient beaucoup plus basses.

À l'échelle régionale, les intensités des émissions de GES offrent un rapide aperçu de la diversité des sources de production de chaque province et région. L'Alberta, avec ses centrales de production principalement au charbon, affiche la plus importante intensité d'émissions de GES au Canada, bien que celle-ci ait diminué grâce à l'utilisation accrue du gaz naturel, de la biomasse et d'autres sources d'énergie renouvelable. La région de l'Atlantique, qui produit de l'électricité à partir de produits pétroliers raffinés, de charbon et d'énergie nucléaire, présente une intensité d'émissions de GES plus faible que l'Alberta, tandis que les provinces de Québec, du Manitoba et de la Colombie-Britannique, qui utilisent principalement l'hydroélectricité, ont la plus faible

intensité d'émissions. L'Ontario, très près de la moyenne canadienne, se situe entre les deux, avec une production d'électricité diversifiée provenant de l'énergie hydroélectrique, de l'énergie nucléaire et des combustibles fossiles.

Les détails des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Canada et les provinces et les territoires sont présentés dans le Tableau A9-1 à Tableau A9-12.

Tableau A9-1: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Canada¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	92 500	96 600	126 300	127 900	123 300	128 600	119 300	118 800	110 200	118 700
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	77 400	83 400	107 700	107 800	106 900	100 400	94 900	99 700	93 000	108 100
Produits pétroliers raffinés ⁴	13 630	8 420	10 810	13 250	10 790	12 560	12 800	10 040	5 350	4 460
Gaz naturel	3 900	14 200	25 900	27 300	26 400	26 200	25 300	27 300	25 700	29 100
Nucléaire	68 800	92 300	68 700	72 400	71 300	70 700	85 200	86 800	92 400	88 200
Hydroélectricité	262 900	299 700	323 500	299 600	314 600	302 400	303 600	327 200	316 100	331 200
Biomasse	10	AC	1 910	2 120	2 180	2 140	2 000	1 860	1 980	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	30	30	260	370	430	700	970	1 580	2 470	3 850 ⁷
Autres ⁵	80	20	170	420	490	4 190	4 560	2 600	4 070	2 610
Total	426 700	498 100	538 900	523 200	533 000	519 300	529 400	557 000	541 100	567 400
Intensité des gaz à effet de serre^a										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	216	193	233	243	230	246	224	212	202	208
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,004	0,006	0,009	0,009	0,009	0,009	0,009	0,008	0,008	0,009
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,004	0,004	0,004	0,005	0,004	0,005	0,004	0,004	0,004	0,004
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	220	190	230	240	230	250	230	210	200	210

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont comme source: le Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (le Bulletin).

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. La contribution des autres sources renouvelables est estimée selon la croissance historique.

AC - Les données concernant la production sont comprises dans une autre catégorie.

n.d. = non disponible

P - Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-2: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour Terre-Neuve-et-Labrador¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
	Émissions de gaz à effet de serre^a									
	<i>kt d'équivalent CO₂</i>									
Total^{2,3}	1 600	1 300	800	1 700	1 800	1 500	1 300	1 100	600	1 000^c
	Production d'électricité^b									
	<i>GWh</i>									
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés ³	1 960	1 600	1 020	2 150	2 430	2 000	1 700	1 360	770	1 300
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	34 300	35 800	41 800	37 400	40 100	38 400	38 100	38 900	40 100	38 500
Biomasse	10	20	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	36 300	37 400	42 800	39 600	42 500	40 400	39 800	40 300	40 800	39 800
	Intensité des gaz à effet de serre^d									
	<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>									
Intensité CO ₂ (g/kWh)	44	34	19	42	43	38	32	26	15	25
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,0006	0,0004	0,0002	0,0005	0,0005	0,0004	0,0004	0,0003	0,0002	0,0003
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,001	0,001	0,0004	0,001	0,001	0,001	0,001	0,001	0,0003	0,0005
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	40	30	20	40	40	40	30	30	20	30

Sources :

- Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- Le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environment Canada.
- Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

- Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
 - Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
 - Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
 - Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
 - La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
 - La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
- P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-3: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Île-du-Prince-Édouard¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	100	40	60	50	30	40	20	10	10	NA
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés ⁴	81	22	48	44	19	43	13	6	6	6
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	5	19	20	35	40	36	107
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	80	20	50	50	40	60	50	50	40	113
Intensité des gaz à effet de serre^c										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	1 250	1 710	1 150	1 020	750	670	380	250	180	n.d.
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,02	0,03	0,01	0,01	0,008	0,008	0,004	0,003	0,002	n.d.
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,03	0,06	0,02	0,02	0,02	0,01	0,008	0,005	0,004	n.d.
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	1 260	1 730	1 150	1 030	750	680	380	260	180	NA

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.

c. Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

P – Données préliminaires pour 2007

n.d. = non disponible

Tableau A9-4: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Nouvelle-Écosse¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	6 800	6 900	8 800	7 800	7 100	8 200	10 000	9 300	8 700	10 100^c
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	7 640	7 020	8 960	9 810	8 140	6 880	6 310	6 500	6 450	8 550
Produits pétroliers raffinés ⁴	300	1 270	1 500	1 060	460	2 000	1 890	1 830	870	850
Gaz naturel	0	0	0	0	2 310	150	100	220	310	520
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	1 120	870	890	680	1 000	1 050	860	1 040	980	1 110
Biomasse	0	0	200	200	180	190	180	170	160	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	30	30	80	30	30	30	30	110	130	160 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	2 030	3 160	2 510	2 480	1 350
Total	9 100	9 200	11 600	11 800	12 100	12 300	12 500	12 400	11 400	12 500
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	746	743	754	717	596	674	791	750	758	803
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02	0,01	0,01	0,01	0,02	0,004
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,02
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	750	750	760	660	590	670	790	750	760	810

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.

c. le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environment Canada.

d. Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. La contribution des autres sources renouvelables est estimée selon la croissance historique.

n.d. = non disponible

P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-5: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Nouveau-Brunswick¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	5 800	6 600	8 500	9 800	8 500	8 200	9 400	9 200	6 800	6 900^c
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	1 010	3 490	3 930	3 980	3 660	3 890	3 300	3 090	3 130	3 860
Produits pétroliers raffinés ⁴	6 150	4 300	7 100	8 190	6 370	5 110	6 430	6 420	3 330	3 130
Gaz naturel	0	0	0	0	590	1 130	1 740	1 430	2 300	1 720
Nucléaire	5 340	1 580	3 960	4 520	3 760	4 740	4 300	4 380	4 370	4 120
Hydroélectricité	3 460	2 640	3 220	2 070	2 190	3 160	2 950	3 820	3 710	2 790
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres ⁶	30	0	0	0	160	150	900	1 160	660	660
Total	16 000	12 000	18 200	18 800	16 700	18 200	19 600	20 300	17 500	16 300
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	336	544	455	520	496	440	427	409	387	424
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,004	0,006	0,005	0,006	0,01	0,013	0,013	0,014	0,018	n.d.
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	n.d.
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	370	550	460	520	510	450	480	460	390	420

Sources :

- a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
c. le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environnement Canada.
d. Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

n.d. = non disponible

P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-6: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Québec¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	1 440	260	360	380	250	1 560	1 330	520	680	1950^c
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés ⁴	1 800	400	400	500	400	2 300	2 000	1 000	100	700
Gaz naturel	0	300	200	200	200	300	100	200	1 700	4 700
Nucléaire	4 100	4 500	4 900	4 700	4 500	3 500	4 900	4 500	4 600	4 300
Hydroélectricité	112 200	148 300	153 400	144 800	150 600	152 200	146 200	154 700	151 800	161 700
Biomasse	0	0	490	600	660	540	450	210	320	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	170	190	170	170	190	420	420	420 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	118 100	153 400	159 600	151 100	156 500	159 000	153 800	161 000	159 000	171 900
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	12	2	2	2	2	10	9	3	4	11
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,0003	0,0002	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0004	0,0008	0,001
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,0003	0,0001	0,0001	0,0001	0,0001	0,0002	0,0002	0,0001	0,0001	0,0005
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	12	2	2	3	2	10	9	3	4	11

Sources :

- a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
c. Programme de déclaration des GES par installation, http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environnement Canada.
d. Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
7. La contribution des autres sources renouvelables est estimée selon la croissance historique.

n.d. = non disponible

P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-7: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Ontario¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	25 900	17 400	41 100	39 200	39 200	39 600	30 100	32 900	27 500	34000^c
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	26 100	16 400	39 000	34 500	32 700	31 100	23 300	27 700	26 500	31 300
Produits pétroliers raffinés ⁴	1 320	240	500	860	740	1 660	960	40	20	40
Gaz naturel	0	6 700	12 800	14 200	16 200	15 400	13 600	15 000	9 500	9 100
Nucléaire	59 400	86 200	59 800	63 100	63 000	62 400	76 100	78 000	83 500	79 800
Hydroélectricité	38 700	37 500	36 600	35 800	37 100	34 700	38 100	34 600	35 000	33 900
Biomasse	0	n.d.	0	0	0	0	0	0	0	n.d.
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	25	26	440	1 040 ⁷
Autres ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	125 500	147 100	148 700	148 500	149 700	145 200	152 000	155 300	155 000	155 100
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	210	120	270	260	260	270	200	210	180	220
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,002	0,006	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,004
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,003	0,002	0,004	0,004	0,004	0,005	0,003	0,004	0,003	0,002
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	210	120	280	260	260	270	200	210	180	220

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.

c. Programme de déclaration des GES par installation, http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environnement Canada.

d. Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.

2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.

3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.

4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.

5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.

6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).

7. La contribution des autres sources renouvelables est estimée selon la croissance historique.

n.d. = non disponible

P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-8: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Manitoba¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	510	200	980	430	510	770	380	510	380	480^c
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	300	120	870	450	380	570	270	420	340	420
Produits pétroliers raffinés ⁴	40	20	10	20	20	20	10	10	10	10
Gaz naturel	0	0	0	0	120	220	80	10	40	40
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	19 800	29 000	31 500	32 900	28 800	20 200	27 200	36 400	33 700	33 800
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	330	330 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	20 200	29 200	32 400	33 400	29 300	21 100	27 600	36 900	34 400	34 600
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	25	7	30	14	16	36	14	14	11	14
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,0004	0,0001	0,0004	0,0002	0,0009	0,002	0,0007	0,0002	0,0003	0,0002
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,001	0,0002	0,001	0,0003	0,0004	0,001	0,00003	0,003	0,0002	0,0002
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	30	10	30	10	20	40	10	10	10	10

Sources :

- Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- Programme de déclaration des GES par installation, http://www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environnement Canada.
- Pour tous les années sauf 2007, les intensités des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

- Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
- Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
- Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
- Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
- La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
- La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
- La contribution des autres sources renouvelables est estimée selon la croissance historique.

P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-9: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Saskatchewan¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	10 300	13 700	14 500	14 900	14 800	16 100	16 600	15 400	14 700	14 800^c
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	8 700	11 300	11 600	11 500	11 700	11 600	12 100	11 400	11 500	12 300
Produits pétroliers raffinés ⁴	10	0	20	20	20	30	20	40	40	40
Gaz naturel	240	490	2 440	2 670	2 720	4 120	3 870	3 320	3 180	2 990
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	4 200	4 100	3 000	2 400	2 800	3 400	2 700	4 600	4 000	5 000
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	40	60	70	90	570	580 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	13 100	15 900	17 100	16 600	17 300	19 200	18 800	19 500	19 400	20 900
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	780	860	840	900	860	830	870	780	750	710
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,02	0,02	0,03	0,04	0,03	0,04	0,04	0,04	0,03	0,01
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	780	860	850	900	860	840	880	790	760	710

Sources :

- Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environnement Canada.
- Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

- Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
- Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
- Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
- Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
- La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
- La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
- La catégorie Autres sont estimées à partir « SaskPower Annual Report »

Tableau A9-10: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour l'Alberta¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	39 000	47 800	49 400	50 200	50 700	51 800	50 800	48 200	49 000	49700^c
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	35 300	44 700	41 800	44 900	46 400	42 800	45 700	47 000	46 000	49 300
Produits pétroliers raffinés ⁴	10	10	30	30	30	30	50	40	40	20
Gaz naturel	2 320	2 510	9 410	9 160	7 690	6 830	6 950	7 060	7 200	7 090
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	2 060	2 190	1 760	1 430	1 720	1 740	1 880	2 240	1 870	2 860
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	90	130	160	420	620	840	840	1 450 ⁷
Autres ⁶	0	0	90	310	310	1 990	1 180	130	80	n.d.
Total	39 600	49 400	53 200	56 000	56 300	53 800	56 400	57 300	56 100	60 700
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	980	960	920	890	890	960	890	860	890	810
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,02	0,02	0,04	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,02
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	980	970	930	900	900	960	900	840	870	820

Sources :

- Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environnement Canada.
- Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

- Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
- Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
- Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
- Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
- La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
- La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
- La catégorie Autres sont estimées utilisant des données rapportées par AESO

n.d. = non disponible

P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-11: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour la Colombie-Britannique¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	800	2 230	1 810	2 360	710	730	820	890	840	980^C
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés ⁴	100	30	50	60	70	70	60	30	40	50
Gaz naturel	1 260	4 670	3 890	5 390	2 210	2 380	2 940	3 010	2 690	2 950
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	46 400	38 900	50 800	41 500	49 600	47 000	45 000	50 300	44 500	54 700
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	47 800	43 600	54 700	47 000	51 900	49 500	48 000	53 400	47 200	57 700
Intensité des gaz à effet de serre^d										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	17	51	33	50	13	14	17	16	18	17
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,004	0,01	0,008	0,01	0,003	0,004	0,004	0,004	0,004	0,002
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,001	0,001	0,001	0,001	0,0004	0,0004	0,0005	0,004	0,0005	0,0005
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	20	50	30	50	10	10	20	20	20	20

Sources :

- a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.
- c. le Programme de déclaration des émissions de gaz à effet de serre, www.ec.gc.ca/pdb/ghg/facility_f.cfm, Environnement Canada.
- d. Pour tous les années sauf 2007, les intensité des émissions individuelles sont basées sur le Bulletin, l'intensité globale est basée sur une combinaison de données de le Bulletin et de production, transport et distribution d'électricité (annuel).

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
 2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
 3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
 4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
 5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
 6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
- P – Données préliminaires pour 2007

Tableau A9-12: Détail des émissions de gaz à effet de serre attribuables à la production d'électricité pour le Yukon, les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut¹

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007 ^P
Émissions de gaz à effet de serre^a										
<i>kt d'équivalent CO₂</i>										
Total^{2,3}	260	210	110	130	80	80	90	70	70	60
Production d'électricité^b										
<i>GWh</i>										
Charbon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Produits pétroliers raffinés ⁴	290	390	230	260	240	280	270	240	240	260
Gaz naturel	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Nucléaire	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hydroélectricité	650	490	510	510	510	500	560	580	590	580
Biomasse	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Autres sources renouvelables ⁵	0,0	0,0	0,4	1,1	1,0	0,9	0,5	0,9	0,6	0,6 ⁷
Autres ⁶	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	940	880	740	770	750	780	830	820	830	840
Intensité des gaz à effet de serre^a										
<i>Production d'électricité g GHG/kWh</i>										
Intensité CO ₂ (g/kWh)	216	230	140	160	100	100	110	80	76	63
Intensité CH ₄ (g/kWh)	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,004	0,004	0,003
Intensité N ₂ O (g/kWh)	0,04	0,03	0,02	0,02	0,02	0,02	0,01	0,01	0,01	0,01
Intensité globale (g d'éq. CO₂/kWh)	270	240	150	160	110	110	80	80	80	70

Sources :

a. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada, no 57-003-XIB au catalogue, Statistique Canada.

b. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), no 57-202-XIF au catalogue, Statistique Canada, sauf les données préliminaires pour 2007 qui ont le Bulletin comme source.

Notes :

1. Les données présentées ici comprennent les émissions, l'électricité produite et l'intensité des émissions de GES des services publics.
2. Les émissions attribuables à l'inondation des terres pour la construction de barrages hydroélectriques ne sont pas incluses.
3. Les émissions liées à la consommation de la biomasse pour la production d'électricité ne sont pas incluses.
4. Comprend les émissions résultant de la combustion du pétrole léger, du pétrole lourd et du diesel.
5. La catégorie Autres sources renouvelables comprend la production d'électricité de source éolienne et marémotrice.
6. La catégorie Autres comprend la production d'électricité à partir d'autres combustibles (p. ex. les déchets).
7. La contribution des autres sources renouvelables est estimée selon la croissance historique.

P – Données préliminaires pour 2007

Annexe 10 Analyse des tendances provinciales et territoriales

L'analyse qui suit décrit les changements des émissions de GES dans chaque province et territoire du Canada à la fois à long terme (1990-2007) et à court terme (2004-2006). En raison des limitations se rattachant aux données - en particulier la confidentialité - les données et analyses sont assorties d'un certain nombre de mises en garde. L'inventaire national des émissions de gaz à effet de serre a été élaboré à partir de données et de renseignements nationaux, provinciaux et territoriaux, mais l'information qui a servi à l'élaboration de l'inventaire est fondée sur des données de relevé et d'échantillonnage⁸⁸ qui, bien que valides sur le plan statistique et représentatives à l'échelle nationale, peuvent ne pas être représentatives de chacune des sources d'une province ou d'un territoire. C'est pourquoi l'analyse provinciale qui suit peut légèrement différer d'un inventaire régional ascendant plus précis. Il convient également de noter que la somme des émissions de l'ensemble des provinces ne correspond pas au total national, parce que les émissions de certaines sources ne sont estimées qu'à l'échelle nationale. Néanmoins, les tendances des émissions de chaque région sont jugées représentatives des tendances réelles des émissions dans chaque région.

L'analyse de la situation de chaque province et territoire commence par un survol de l'économie et des tendances des émissions, dans lequel on insiste sur la population, le PIB, la demande et la disponibilité de l'énergie et la structure économique générale, tous ces facteurs influent sur les tendances des émissions de GES. Les catégories utilisées aux fins de la présente annexe diffèrent de celles auxquelles on fait référence dans le reste du document, car les activités ne sont pas uniquement réparties selon les six secteurs standards de la CCNUCC (Énergie; Procédés industriels, Solvants et Utilisations d'autres produits; Agriculture, Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie (ATCATF) et Déchets). Les catégories industrielles sont plutôt représentées ici par différents secteurs à tendance plus économique. Les changements récents et à long terme des émissions de GES sont indiqués selon les douze (12) secteurs présentés au

⁸⁸ . Une autre possibilité de divergence réside dans l'application au niveau provincial de valeurs paramétriques qui, bien que représentatives de l'ensemble de la situation nationale, ne traduisent pas nécessairement les conditions régionales avec exactitude.

Tableau A10-1. Les secteurs 1 à 6 ne comprennent que les activités énergétiques (et les émissions), les secteurs 7 à 10 incluent les activités (et les émissions) liées aux secteurs de l'énergie et des procédés industriels et les secteurs 11 et 12 englobent les activités des secteurs de l'agriculture et des déchets. La présente annexe n'abordera pas les émissions et les absorptions du secteur de l'affectation des terres, des changements d'affectation des terres et de la foresterie, car elles ne sont pas inventoriées à l'échelle provinciale (ni même incluses d'ailleurs dans les totaux nationaux). Le tableau montre également le regroupement de sous-secteurs plus discrets parmi les secteurs de l'énergie, des procédés industriels, des déchets et de l'agriculture qui forment les douze secteurs. Parmi ces secteurs, seuls ceux qui présentent des changements considérables dans l'ensemble à court et à long terme dans une province ou un territoire donné sont pris en considération. En soi, ces statistiques ne visent pas à identifier les principaux responsables des émissions de GES de la province ou du territoire mais, dans certains cas, il arrive que les catégories présentant les plus fortes variations absolues soient aussi celles qui contribuent le plus aux émissions. À noter en outre que, parfois, on omet de divulguer les émissions estimatives d'un secteur particulier en raison du nombre réduit d'installations dans la province ou le territoire.

Toutes les données relatives aux émissions proviennent de l'inventaire national des GES 1990-2007 et sont exprimées en unités d'équivalents CO₂, sauf indication contraire. Toutes les valeurs de quantité d'énergie (Statistique Canada, 2008b), de PIB, de degrés-jours de chauffage (DJCh) et de degrés-jours de climatisation (DJCl) proviennent de Statistique Canada (2008a)⁸⁹. Toutes les valeurs figurant dans les graphiques sont présentées en kilotonnes d'équivalent CO₂.

Les Figure A10-1 et Figure A10-2 illustrent la contribution des provinces et des territoires aux émissions de GES du Canada, respectivement en 1990 et 2007. Dans l'ensemble du pays, le taux moyen d'émissions de GES par habitant a connu une hausse de 5,6 %, passant de 21,4 t/personne en 1990 à 22,6 t/personne en 2007.

⁸⁹ Les données météorologiques requises pour élaborer les indicateurs des DJCh et des DJCl sont fournies par Environnement Canada. Les valeurs annuelles des DJCh et des DJCl servent souvent d'indicateurs pour déterminer le besoin de chauffer ou de refroidir les locaux dans une région donnée. La valeur annuelle des DJCh se calcule en multipliant le nombre de jours par année où la température quotidienne moyenne est inférieure à 18 °C par l'écart, en degrés, entre la température de chacune de ces journées et 18 °C. La valeur annuelle des DJCl se calcule en multipliant le nombre de jours par année où la température quotidienne moyenne est supérieure à 18 °C par l'écart, en degrés, entre la température de chacune de ces journées et 18 °C.

Tableau A10-1: Douze regroupements par sous-secteur pour les fins des tendances à court et à long terme

<p>1. Production d'électricité et de chaleur</p> <p>2. Exploitation minière et industries des combustibles fossiles</p> <p>Industries des combustibles fossiles</p> <p>Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole</p> <p>Sources fugitives</p> <p>Exploitation de la houille</p> <p>Pétrole et gaz naturel</p> <p>Autres modes de transport - pipeline</p> <p>3. Commercial, institutionnel et résidentiel</p> <p>Commercial et institutionnel</p> <p>Résidentiel</p> <p>4. Autres industries manufacturières, agriculture et foresterie (énergie seul.)</p> <p>5. Transport routier</p> <p>Véhicules légers à essence</p> <p>Camions légers à essence</p> <p>Véhicules lourds à essence</p> <p>Motos</p> <p>Véhicules légers à moteur diesel</p> <p>Camions légers à moteur diesel</p> <p>Véhicules lourds à moteur diesel</p> <p>Véhicules au propane et au gaz naturel</p> <p>6. Autres transports</p> <p>Transport aérien (aviation civile intérieure)</p> <p>Transport ferroviaire</p> <p>Transport maritime (intérieur)</p> <p>Autres</p> <p>Véhicules hors route à essence</p> <p>Véhicules diesel hors route à moteur</p>	<p>7. Produits minéraux</p> <p>PI – Production de ciment</p> <p>PI – Production de chaux</p> <p>ÉNERGIE – combustion fixe - ciment</p> <p>8. Industries chimiques</p> <p>PI – Production d'acide nitrique</p> <p>PI – Production d'acide adipique</p> <p>ÉNERGIE – combustion fixe – produits chimiques</p> <p>9. Production de métaux</p> <p>PI - Sidérurgie</p> <p>PI – Production d'aluminium</p> <p>PI – SF₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage de magnésium</p> <p>ÉNERGIE – combustion fixe – sidérurgie</p> <p>ÉNERGIE – combustion fixe – métaux non ferreux</p> <p>10. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés</p> <p>PI – Production sidérurgique</p> <p>PI – Autres procédés industriels et procédés indifférenciés</p> <p>PI – Utilisation de solvants et d'autres produits</p> <p>11. Agriculture (non énergétique)</p> <p>Fermentation entérique</p> <p>Gestion des fumiers</p> <p>Sols agricoles</p> <p>Sources directes</p> <p>Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos</p> <p>Sources indirectes</p> <p>12. Déchets</p> <p>Enfouissement des déchets solides</p> <p>Traitement des eaux usées</p> <p>Incinération des déchets</p>
--	---

Note: PI = procédés industriels

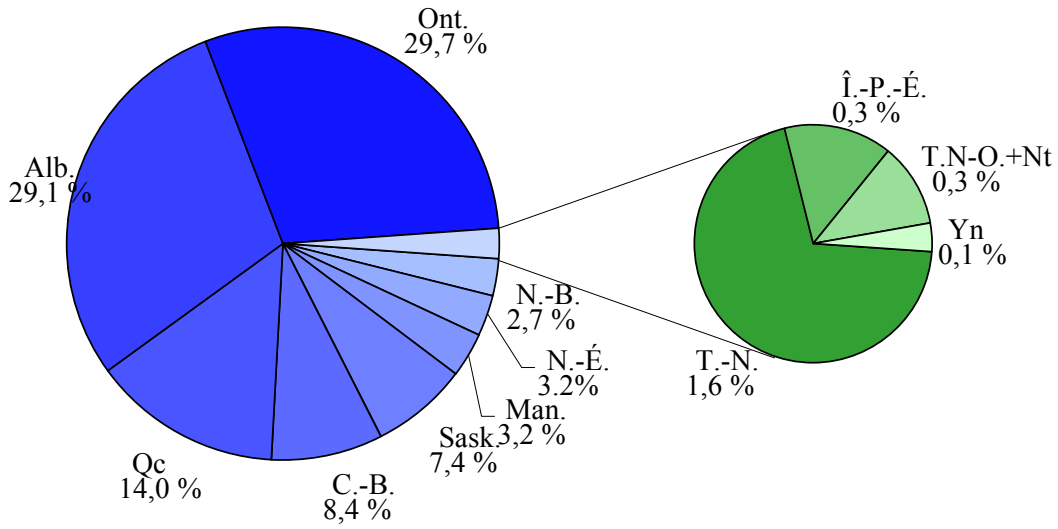


Figure A10-1: Contributions provinciales aux émissions de GES totales – 1990

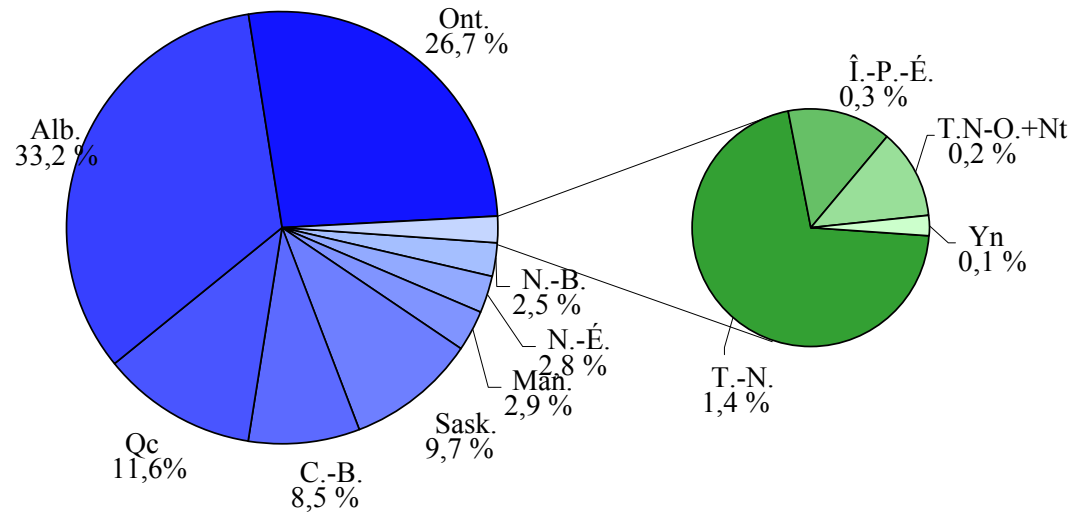


Figure A10-2: Contributions provinciales aux émissions de GES totales – 2007

A10.1 Terre-Neuve-et-Labrador**Tableau A10-2: Données sur les émissions, l'économie, l'énergie et le climat, Terre-Neuve-et-Labrador**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	9,448	10,086	10,024	9,464	10,525
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	6,7 %	6,1 %	0,2 %	11,4 %
Changement annuel	SO	SO	-0,6 %	-5,6 %	11,2 %
PIB (millions)	11 662	17 209	17 531	18 058	19 696
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	47,6 %	50,3 %	54,8 %	68,9 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,81	0,59	0,57	0,52	0,53
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	1,23	1,71	1,75	1,91	1,87
Population (milliers de personnes)	578	517	514	510	506
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-10,5 %	-11,1 %	-11,8 %	-12,4 %
GES par personne (tonnes/personne)	16,3	19,5	19,5	18,6	20,8
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	124 875	880 384	849 698	851 694	990 922
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	605,0 %	580,4 %	582,0 %	693,5 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	143 564	160 836	165 068	157 561	168 531
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	12,0 %	15,0 %	9,7 %	17,4 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	123 162	122 868	124 673	113 408	124 164
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-0,2 %	1,2 %	-7,9 %	0,8 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	4 904	4 631	4 531	4 276	4 777

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

Terre-Neuve-et-Labrador compte 1,5 % de la population canadienne et génère environ 1,5 % du PIB du Canada, soit 19,6 milliards de dollars. En 2007, les émissions de GES de la province se situaient à environ 10,5 Mt d'équivalent CO₂, soit 20,8 t par habitant (Tableau A10-2), et Terre-Neuve-et-Labrador était le cinquième émetteur de GES par habitant au Canada, ce qui est un reflet de son économie axée sur les ressources.

Dans cette province, les activités économiques reposent principalement sur les ressources des secteurs minier, pétrolier et gazier, de la foresterie et des pêches. Autrefois axée sur l'exploitation des ressources naturelles comme les pêches et la forêt, l'économie de la province s'est davantage orientée au fil des années vers l'industrie gazière et pétrolière. Le secteur gazier et pétrolier occupe une place importante dans l'économie provinciale depuis 1997, avec la mise en

exploitation du champ pétrolifère Hibernia. Depuis, d'autres projets d'exploitation pétrolière extracôtière ont vu le jour dans les champs pétrolifères White Rose et Terra Nova.

L'exploitation minière a toujours fait partie intégrante de l'économie de la province, surtout celle du minerai de fer. Depuis peu, le nickel s'y est ajouté, dans le cadre du projet de concentré de nickel de Voisey's Bay, dont la production a débuté en 2005. Depuis la hausse récente du prix des métaux bruts, l'exploration minière a pris de l'ampleur dans la province. L'exploitation minière et les projets pétroliers et gaziers en mer ont en outre stimulé la croissance des marchés de la fabrication, de la construction et de l'emploi, qui doivent répondre à la demande créée par ces secteurs. Cependant, l'industrie forestière et la pêche ont subi les contrecoups de la hausse du prix des combustibles, à laquelle se sont ajoutés le fléchissement du cours des produits de base et le raffermissement du dollar canadien. (Terre-Neuve-et-Labrador, Department of Finance, 2008).

Terre-Neuve-et-Labrador possède d'importantes ressources hydroélectriques. La puissance de production installée d'Hydro Terre-Neuve-et-Labrador, quatrième en importance parmi les sociétés de services publics du Canada, atteint 7 307 MW (NL Hydro, 2008). La province a exporté la majeure partie de l'électricité produite (77 % en 2007).

A10.1.1 Tendances à long terme (1990-2007)

À long terme (1990–2007), les émissions de GES de Terre-Neuve-et-Labrador ont augmenté d'environ 11,4 % (1,1 Mt), tandis que l'intensité des GES a baissé dans une proportion de 0,81 à 0,53 Mt CO₂ par milliard de dollars de PIB. La croissance des émissions, qui est surtout attribuable à l'exploitation minière et aux industries des combustibles fossiles (1,3 Mt), a été compensée par la baisse des émissions de la catégorie des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie (0,3 Mt).

Les tendances des émissions à long terme de Terre-Neuve-et-Labrador sont illustrées à la Figure A10-3.

A10.1.1.1 Production d'électricité et de chaleur (données confidentielles sur la baisse)

La diminution des émissions à long terme dans le sous-secteur de la production d'électricité et de chaleur est principalement attribuable au passage à des combustibles de remplacement, à l'accroissement de la capacité hydroélectrique et à la baisse de la demande industrielle (NL Hydro 2008, Statistique Canada, 2008d). En outre, la décroissance démographique à long terme de 12,4 % a également joué un rôle dans la réduction de la demande. Les DJCh étaient en baisse de 2,6 % comparativement au niveau de 1990, ce qui a eu pour effet de faire chuter la demande en chauffage dans le sous-secteur résidentiel.

A10.1.1.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 64 %)

Depuis 1990, la production d'énergie primaire a augmenté de 695 %. Elle est principalement responsable de la croissance des émissions de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles. Avant 1997, les émissions de ce sous-secteur provenaient dans l'ensemble de l'exploitation minière classique et du raffinage du pétrole. L'année 1997 a marqué le début de l'exploitation pétrolière au large de Terre-Neuve-et-Labrador. La production de brut de qualité légère ou moyenne est passée de $202 \times 10^3 \text{ m}^3$ en 1997 à $3\,784 \times 10^3 \text{ m}^3$ en 1998 (Statistique Canada, 2008d). La production est montée en flèche à nouveau en 2001–2002, avec une hausse

de 92 % qui a suivi une augmentation de la production de pétrole au gisement Hibernia. En 2007, 41 % du brut de qualité légère et moyenne et 14 % du brut total du Canada était produit à Terre-Neuve-et-Labrador (Statistique Canada, 2008d). L'essor des projets pétroliers extracôtiers a en outre contribué pour beaucoup au PIB de la province.

A10.1.1.3 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (baisse de 60 %)

La baisse des émissions de GES des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie est principalement attribuable aux difficultés économiques qu'a connues le secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie. La baisse de 34 % de la consommation de papier journal depuis 2000 a contraint les producteurs à fermer des papeteries et à mettre hors service les machines à fabriquer du papier. Les activités des industries tributaires des exportations ont également été mises à rude épreuve par un certain nombre de facteurs, y compris la hausse des coûts, le manque de main-d'œuvre et l'intensification de la concurrence (Terre-Neuve-et-Labrador, Department of Finance, 2008).

A10.1.1.4 Transport routier (hausse de 23 %)

L'augmentation à long terme des émissions associées aux transports routiers s'explique par le désintérêt général à l'égard des automobiles à essence, remplacées par des VUS, des fourgonnettes et des camionnettes. Pour un complément d'information sur cette tendance nationale, voir la section 2.3.1.1 du chapitre 2 ou le sommaire.

A10.1.1.5 Agriculture (hausse de 34 %)

L'augmentation des émissions à long terme du secteur de l'agriculture est essentiellement due à l'expansion de l'industrie des bovins laitiers (45 %) et des bovins de boucherie (53 %) ainsi qu'à une utilisation accrue d'engrais azotés synthétiques (24 %). L'industrie des producteurs laitiers, qui connaît une croissance continue, n'existe que depuis 1983 à Terre-Neuve-et-Labrador. La population porcine a diminué de 89 % depuis 1990 en raison de la hausse considérable du prix des aliments du bétail résultant en partie de l'élimination de l'aide au transport des céréales fourragères.

A10.1.2 Changements à court terme (2004-2007)

À court terme, les émissions de GES de la province ont crû de 0,4 Mt (ou 4,4 %), en raison surtout de l'augmentation des émissions de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles et du transport routier. Cette croissance a été compensée par la baisse des émissions dans les secteurs de la production d'électricité et de chaleur et des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie.

L'évolution des émissions à court terme de Terre-Neuve-et-Labrador est illustrée à la Figure A10-4.

A10.1.2.1 Production d'électricité et de chaleur (baisse de 15 %)

Le sous-secteur de la production d'électricité et de chaleur a connu une baisse de ses émissions de GES en majeure partie à cause du ralentissement de la demande de l'industrie qui s'est tournée vers l'énergie thermique. La consommation d'électricité de l'industrie a diminué de 38 % entre 2004 et 2007 à l'instar de la production d'énergie thermique qui a enregistré une baisse de 24 %

au cours de la même période (NL Hydro, 2008). Enfin, entre 2004 et 2007, la décroissance démographique a joué un rôle non négligeable.

A10.1.2.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 15 %)

De 2004 à 2007, les émissions de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles affichent une hausse de 15 % attribuable à l'exploitation accrue des gisements pétroliers extracôtiers, comme l'indique la croissance de 17 % de la production de pétrole brut de qualité légère à moyenne à Terre-Neuve-et-Labrador (Statistique Canada, 2008d). Les émissions fugitives de gaz et de pétrole ont conséquemment augmenté de 18 % et les émissions liées à la combustion ont crû également.

A10.1.2.3 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (baisse de 38 %)

Les conditions économiques sont principalement responsables de la baisse à court terme des émissions de GES dans le secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie, ce qui se reflète également dans les tendances à long terme. On note une baisse de 129 kt des émissions dans le secteur manufacturier seulement, qui vient compenser une hausse minime des émissions des autres industries manufacturières.

A10.1.2.4 Transport routier (hausse de 15 %)

L'augmentation à court terme des émissions associées aux transport routier s'explique par le désintérêt général à l'égard des automobiles à essence, remplacées par des VUS, des fourgonnettes et des camionnettes. Pour un complément d'information sur cette tendance nationale, voir la section 2.3.1.1 du chapitre 2 ou le sommaire.

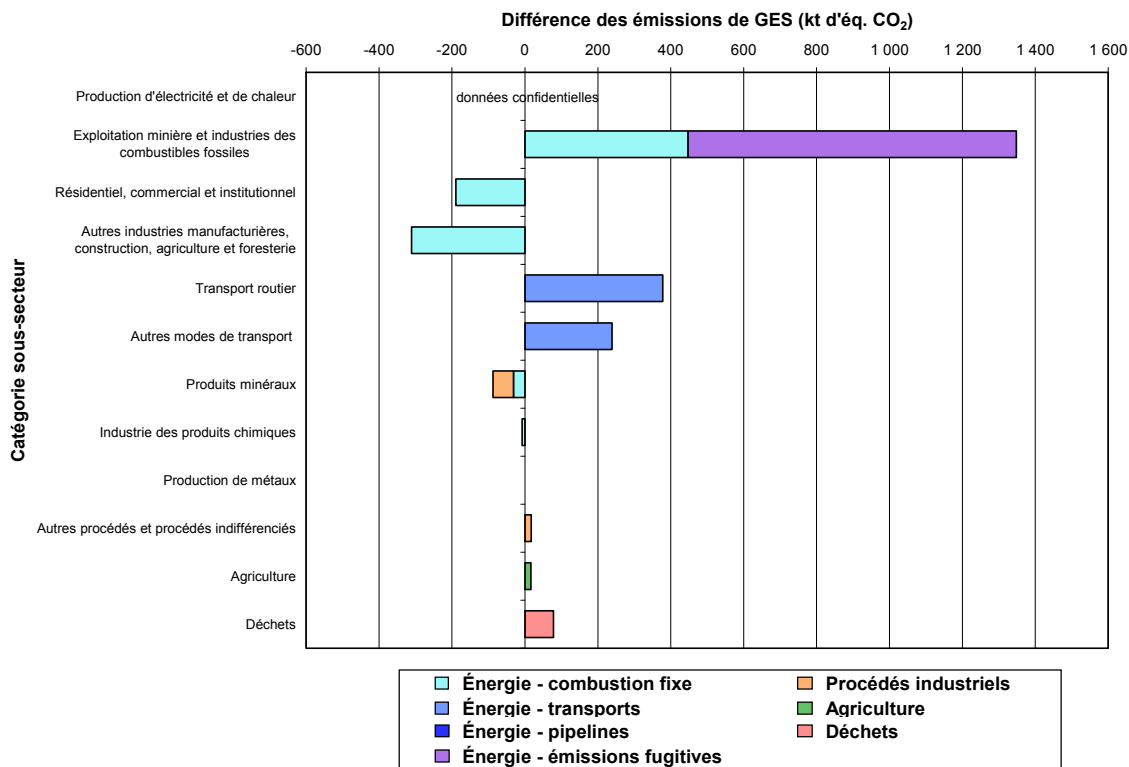


Figure A10-3: Tendances des émissions à long terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 1990-2007

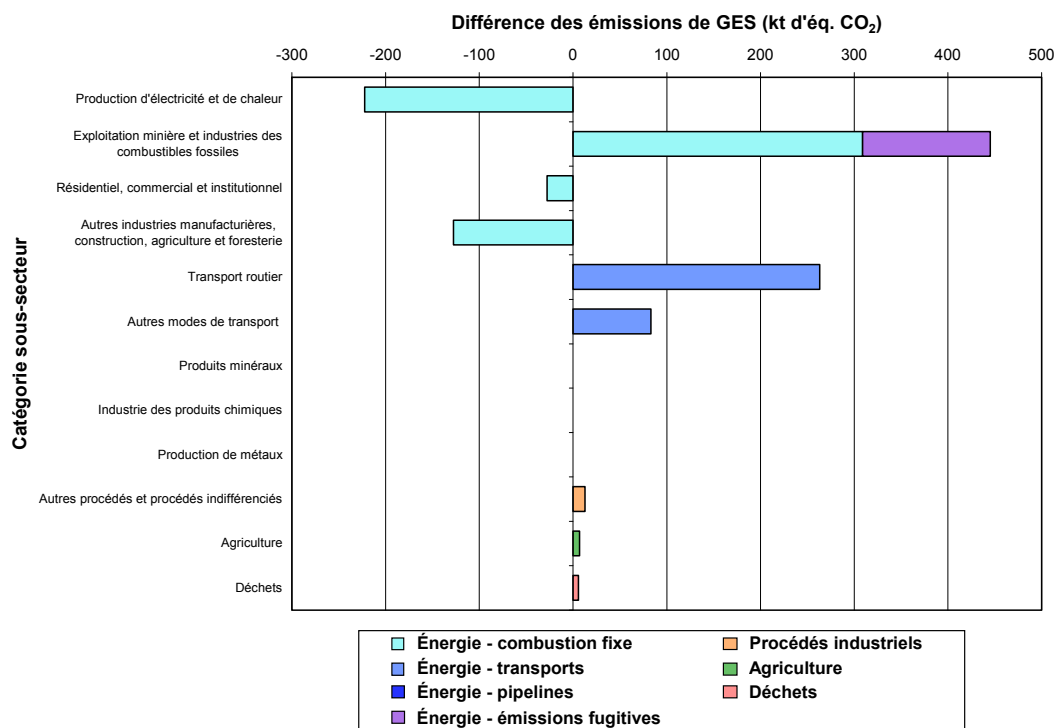


Figure A10-4: Évolution des émissions à court terme pour Terre-Neuve-et-Labrador, 2004-2007

A10.2 Île-du-Prince-Édouard**Tableau A10-3: Émissions, économie, énergie et climat, Île-du-Prince-Édouard**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	1,981	2,274	2,205	2,089	2,091
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	14,8 %	11,3 %	5,5 %	5,6 %
Changement annuel	SO	SO	-3,0 %	-5,3 %	0,1 %
PIB (millions)	2 687	3 877	3 955	4 051	4 149
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	44,3 %	47,2 %	50,8 %	54,4 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,74	0,59	0,56	0,52	0,50
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	1,36	1,71	1,79	1,94	1,98
Population (milliers de personnes)	131	138	138	138	139
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	5,6 %	5,9 %	5,7 %	6,2 %
GES par personne (tonnes/personne)	15,2	16,5	16,0	15,1	15,1
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	ND	125	144	130	143
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	SO	SO	SO	SO
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	21 623	26 248	25 829	25 009	24 880
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	21,4 %	19,5 %	15,7%	15,1 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	20 599	25 526	25 061	24 491	24 580
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	23,9 %	21,7 %	18,9 %	19,3 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	4 559	4 733	4 440	3 996	4 677

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

Géographiquement, l'Île-du-Prince-Édouard est la plus petite province du Canada. En 2007, elle comptait 0,4 % de la population canadienne, sa contribution au PIB national s'élevait à 0,3 % et ses émissions de GES ont été estimées à 2,1 Mt d'éq. CO₂, ou 15,1 tonnes par habitant (Tableau A10-3). En 2007, la province se classait au 9^e rang pour les émissions par habitant, une position qui reflète son économie axée sur les services et son approvisionnement en électricité de sources externes. En 2007, les émissions provinciales étaient surtout attribuables au transport routier (0,6 Mt), au sous-secteur commercial, institutionnel et résidentiel (0,5 Mt) et à l'agriculture (0,5 Mt).

L'économie provinciale est fondée sur deux activités solides, les services et l'industrie manufacturière, qui soutiennent les industries de l'agriculture, de la foresterie et de l'aquaculture. Ce sont les produits alimentaires transformés (principalement à partir de poissons, de fruits de

mer et de pommes de terre) qui ont le plus de poids dans le PIB provincial : ils représentent près de deux tiers des livraisons manufacturières.

La majeure partie de l'électricité consommée à l'Île-du-Prince-Édouard provient du Nouveau-Brunswick, acheminée par des câbles de transmission sous-marins. L'île compte deux centrales thermiques, mises en attente et prêtes à fonctionner en cas de problèmes de transmission chez Maritime Electric, son fournisseur du continent, et à répondre à la demande d'électricité en période de pointe. La société Atlantic Wind Test Site, filiale de la PEI Energy Corporation fondée dans les années 1980, a établi un parc éolien de 13,56 MW sur l'île entre 2001 et 2004. En 2007, la province a quintuplé sa puissance éolienne installée en mettant en œuvre des projets d'une puissance totale de 58,8 MW et dispose maintenant d'une puissance éolienne installée de 72 MW (CanWEA, 2008a; PEI Department of the Provincial Treasury, juin 2008).

Près de 46 % de la superficie de la province se compose de terres agricoles, surtout utilisées pour la culture des pommes de terre et l'élevage. En examinant les variations du PIB avec le temps, on constate l'importance du secteur de l'agriculture. En 2001, la sécheresse et les restrictions commerciales imposées par les États-Unis (à cause du chancre de la pomme de terre) ont contribué à faire chuter de 0,2 % le PIB provincial et de presque 6 % le PIB du secteur de la production de biens (Île-du-Prince-Édouard 2007). Les émissions provinciales de GES en ont été modifiées, accusant un recul de plus de 5 % de 2000 à 2001, surtout attribuable aux émissions agricoles et à celles des véhicules hors route.

A10.2.1 Tendances à long terme (1990-2007)

Les émissions provinciales ont crû de 111 kt ou 5,6 % entre 1990 et 2007. Cette croissance est attribuable à une augmentation générale des émissions liées au transport, en particulier celle de 104 kt (19,8 %) qui est associée au transport routier et de 77 kt (47,4 %) à d'autres modes de transport (aviation civile, transport ferroviaire, etc.). Toutefois, les augmentations ont été en grande partie compensées par la baisse des émissions des sous-secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (64 kt) et de la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles).

Les tendances des émissions à long terme à l'Île-du-Prince-Édouard sont illustrées à la Figure A10-5.

A10.2.1.1 Production d'électricité et de chaleur (données confidentielles au sujet de la baisse)

En plus de construire et d'exploiter des centrales éoliennes sur l'île, on a amélioré les interconnexions avec le réseau d'électricité du Nouveau-Brunswick, ce qui a contribué à réduire les émissions de GES du sous-secteur de la production d'électricité et de chaleur de la province. La baisse à long terme des émissions de GES est surtout attribuable à une diminution de l'utilisation des centrales électriques de l'île. Les nouvelles éoliennes ont considérablement modifié les données sur la production. En 2007, la capacité éolienne installée a plus que quintuplé, réduisant par le fait même la quantité d'électricité importée, qui est passée de 97 % à 90,4 %, pour répondre aux besoins de la province (Île-du-Prince-Édouard, Department of the Provincial Treasury, juin 2008).

A10.2.1.2 Sous secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (baisse de 11 %)

On observe principalement une baisse à long terme des émissions de GES du sous-secteur résidentiel. Entre 1990 et 2007, les émissions résidentielles ont diminué de 16,5 % même si les DJCh augmentaient de 2,6 %. Cette situation contradictoire peut s'expliquer par la consommation

de carburants à haut rendement énergétique, un changement de comportement de la part des consommateurs qui se traduit par une utilisation plus généralisée du mazout de chauffage dans la province et par la flambée sans précédent des prix du pétrole en 2007 (Île-du-Prince-Édouard. Department of the Provincial Treasury, juin 2008).

A10.2.1.3 Transport routier (hausse de 20 %)

L'augmentation à long terme des émissions associées aux transport routier s'explique par le désintérêt général à l'égard des automobiles à essence, remplacées par des VUS, des fourgonnettes et des camionnettes. Pour un complément d'information sur cette tendance nationale, voir la section 2.3.1.1 du chapitre 2 ou le sommaire.

A10.2.1.4 Autres modes de transport (hausse de 47 %)

On attribue la progression à long terme des émissions à la consommation accrue d'essence et de diesel par des véhicules hors route et la machinerie utilisée dans le sous-secteur de la construction et des industries manufacturières.

A10.2.2 Changements à court terme (2004-2007)

Dans l'ensemble, les émissions de GES de l'Î.-P.-É. ont diminué de 8,0 % entre 2004 et 2007. On observe une baisse des émissions principalement dans les sous-secteurs de l'agriculture (75 kt), des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie (56 kt) et dans les sous-secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (33 kt). Les émissions du transport routier ont légèrement augmenté.

L'évolution des émissions à court terme de l'Île-du-Prince-Édouard est illustrée à la Figure A10-6.

A10.2.2.1 Sous secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (baisse de 6 %)

De façon générale, les émissions ont accusé un repli de 6,3 % (33 kt) à court terme en raison essentiellement d'une diminution importante de 73 kt (30,7 %) des émissions du sous-secteur commercial et institutionnel, ce qui a compensé la hausse de 40 kt des émissions du sous-secteur résidentiel.

A10.2.2.2 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (baisse de 34 %)

Entre 2004 et 2007, les émissions des autres industries manufacturières ont affiché une baisse de 28 kt, représentant la majeure partie de la diminution des émissions dans cette catégorie.

A10.2.2.3 Agriculture (baisse de 13 %)

Les émissions des sols agricoles accusent un déclin qui est attribuable à une utilisation moindre des engrais azotés (24 %) sur une superficie réduite de culture de pommes de terre étant donné la faiblesse des cours de cette denrée sur le marché.

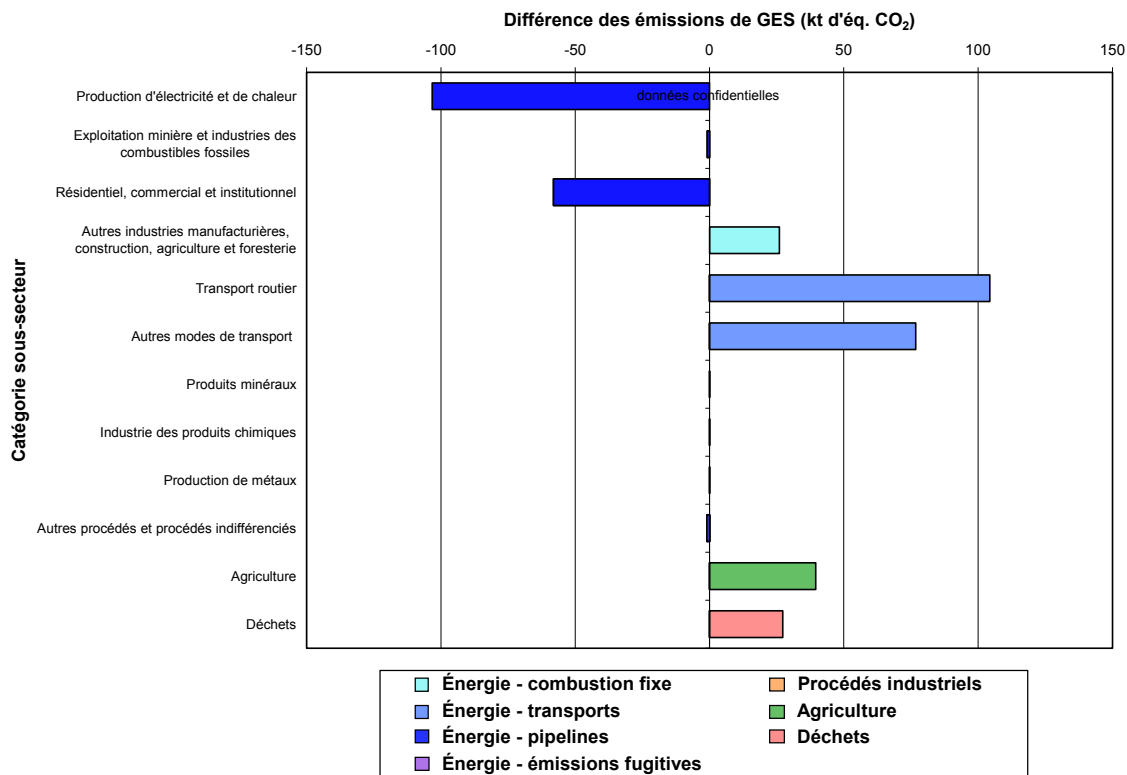


Figure A10-5: Tendances des émissions à long terme pour l'Île-du-Prince-Édouard, 1990-2007

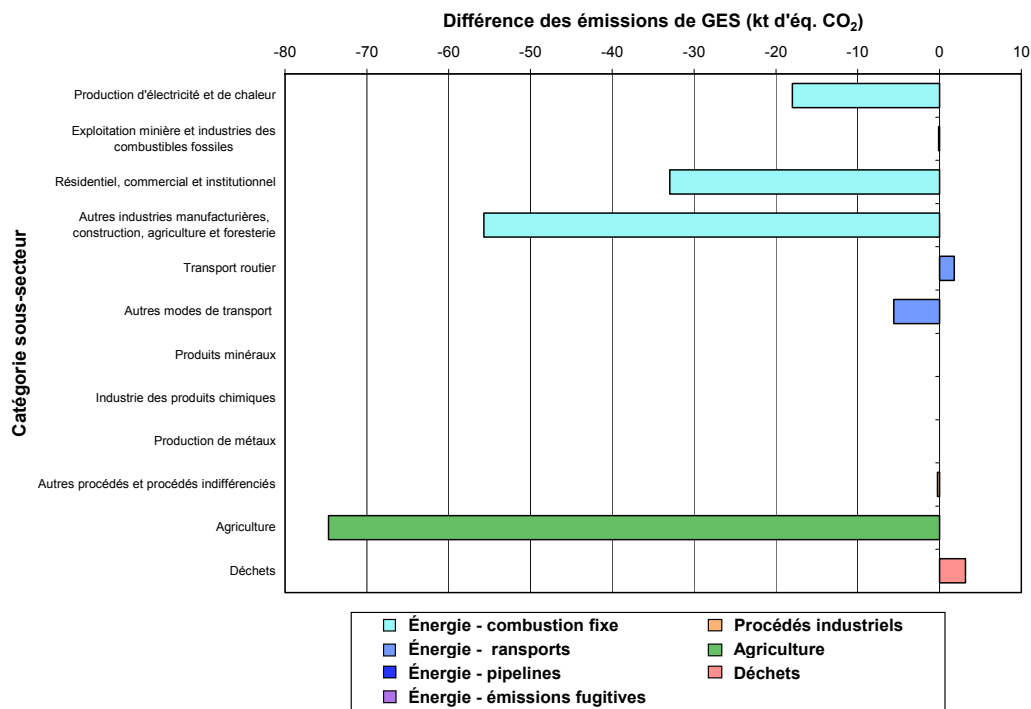


Figure A10-6: Variations des émissions à court terme de l'Île-du-Prince-Édouard, 2004-2007

A10.3 Nouvelle-Écosse**Tableau A10-4: Émissions, économie, énergie et climat, Nouvelle-Écosse**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	18,993	22,705	21,640	19,984	20,642
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	19,5 %	13,9 %	5,2 %	8,7 %
Changement annuel	SO	SO	-4,7 %	-7,7 %	3,3 %
PIB (millions)	20 576	27 710	28 069	28 328	28 803
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	34,7 %	36,4 %	37,7 %	40,0 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,92	0,82	0,77	0,71	0,72
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	1,08	1,22	1,30	1,42	1,40
Population (milliers de personnes)	910	938	936	935	934
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	3,1 %	2,9 %	2,8 %	2,7 %
GES par personne (tonnes/personne)	20,9	24,2	23,1	21,4	22,1
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	124 033	198 005	200 963	180	199 716
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	59,6 %	62,0 %	45,4 %	61,0 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	187 033	214 620	210 329	193	198 943
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	14,7 %	12,5 %	3,6 %	6,4 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	161 654	187 761	186 303	169	174 528
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	16,1 %	15,2 %	4,8 %	8,0 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	4 161	4 469	4 158	3 800	3 688

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

Les Néo-Écossais représentaient 2,8 % de la population canadienne et ont généré 2,2 % du PIB total. En 2007, la Nouvelle-Écosse a produit 20,6 Mt de GES ou 2,8 % des émissions totales de GES du Canada (Tableau A10-4). Les émissions de GES de la province ont été estimées à 0,72 Mt d'éq. CO₂ par milliard de dollars de PIB, ou 22,1 t par habitant, ce qui la classe au quatrième rang en termes d'émissions par habitant. Le secteur de la production d'électricité et de chaleur est celui qui contribue le plus aux émissions de la province, suivi du transport routier, du sous-secteur commercial et institutionnel, du sous-secteur résidentiel et de celui de la production de combustibles fossiles, tous d'importants émetteurs de GES. Ensemble, ces sous-secteurs sont responsables de 81 % des émissions provinciales.

L'économie provinciale se transforme progressivement : de moins en moins axée sur les ressources naturelles, comme les pêches et les mines, et sur l'industrie, elle s'oriente aujourd'hui vers les secteurs des services. Les industries de la fabrication et de la construction dominent

maintenant le secteur de la production de biens, tandis que l'exploitation minière et l'exploration des gisements de pétrole et de gaz extracôtiers acquièrent de l'importance. L'extraction du charbon a longtemps occupé une place de choix en Nouvelle-Écosse, mais la majorité des mines de charbon ont fermé leurs portes avant 2001 (Nouvelle-Écosse, 2006, 2007). L'extraction des ressources pétrolières et gazières en haute mer fait partie de l'économie provinciale depuis le début des années 1990. Le projet Cohasset-Panuk, premier projet canadien d'exploitation extracôtière, a vu le jour en Nouvelle-Écosse en 1992. La production y a cessé en 1999, mais le projet a été suivi du Projet énergétique extracôtier Sable (PEES), dont la production de gaz a débuté en 1999. De par sa taille et son envergure, le PEES a fortement marqué l'économie de la province, puisque des industries complémentaires s'y sont greffées pour lui fournir des biens et des services. Le PEES est actuellement en cours d'expansion, et des travaux de développement ont débuté dans le nouveau projet de Deep Panuke (Canada–Nova-Scotia Offshore Petroleum Board, 2007).

La province tire son électricité de sources éolienne, hydraulique, gazière, pétrolière et marémotrice. La Nouvelle-Écosse accueille d'ailleurs la seule centrale marémotrice de l'hémisphère Ouest. Située à Annapolis, la centrale électrique fonctionne depuis 1984 et produit de l'électricité grâce aux mouvements de la marée dans la baie de Fundy (Nova Scotia Power, non daté).

A10.3.1 Tendances à long terme (1990-2007)

Dans l'ensemble, les émissions de GES ont augmenté de 1,6 Mt ou 8,7 % entre 1990 et 2007. Les plus grands responsables de cette hausse sont la production d'électricité et de chaleur (données confidentielles), les sous-secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (2,4 Mt) et le transport routier (0,6 Mt). La croissance des émissions a été compensées par une baisse des émissions du secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles (0,8 Mt) et de l'élimination des déchets solides (0,3 Mt)

Les tendances des émissions à long terme de la Nouvelle-Écosse sont illustrées à la Figure A10-7.

A10.3.1.1 Production d'électricité et de chaleur (données confidentielles au sujet sur la hausse)

De façon générale, les conditions économiques, démographiques et météorologiques influent sur la consommation d'électricité. Les carburants solides (comme le charbon et le coke de pétrole) sont la principale source de carburants des services publics provinciaux (Emera, 2008). En 1990 la production d'énergie thermique dans la province (des centrales principalement alimentées au charbon) représentait 87 % contre 12 % pour l'hydroélectricité (Statistique Canada, 2008c). En 2007, les sources d'hydroélectricité ont produit environ la même quantité d'électricité qu'en 1990 (soit environ 1,1 TWh) tandis que la production des sources thermiques (charbon, coke du pétrole, pétrole et gaz naturel) a augmenté. La production provinciale d'électricité et de chaleur a connu une croissance d'environ 33 % par rapport à 1990 (Statistique Canada, 2008d).

A10.3.1.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (baisse de 41 %)

Ce sont les réductions de la production de charbon et la fermeture de mines de charbon qui ont fait baisser les émissions de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles. La fermeture de la mine Prince en 2001 a marqué la fin de l'exploitation houillère dans des mines

souterraines en Nouvelle-Écosse. Depuis 2003, les six dernières mines de charbon à ciel ouvert en production ont également cessé leurs activités.

A10.3.1.3 Transport routier (hausse de 20 %)

La hausse à long terme des émissions provenant du sous-secteur du transport routier est due essentiellement à la préférence des consommateurs pour les VUS, les fourgonnettes et les camionnettes, au détriment des véhicules légers à essence, et à l'augmentation du nombre de véhicules lourds à moteur diesel. Pour en savoir davantage sur l'engouement des Canadiens pour les VUS, les fourgonnettes et les camionnettes, voir la section 2.3.1.1 du chapitre 2 ou le sommaire. On peut relier l'augmentation des émissions de ce type de véhicules au développement de l'industrie des combustibles fossiles et de l'industrie manufacturière, deux secteurs qui emploient couramment ces véhicules à des fins de production et de transport des matières premières et des produits finis.

A10.3.1.4 Déchets (baisse de 38 %)

La baisse importante des émissions de ce secteur s'explique par la réduction de 46 % des déchets solides destinés à des sites d'enfouissement qui ont fait l'objet d'initiatives de détournement des déchets mises en œuvre dans cette province. Cette baisse se reflète également dans la réduction de 39 % des émissions du sous-secteur de l'enfouissement des déchets solides. La tendance a été renforcée lorsque la Nouvelle-Écosse a mis en œuvre une stratégie de gestion des sources de déchets solides en 1995, qui comprenait une interdiction à partir de novembre 1998 d'enfouir ou d'incinérer certains types de déchets organiques. Autre facteur considéré : la faible croissance démographique (3 %) comparativement à 18 % à l'échelle nationale.

A10.3.2 Changements à court terme (2004-2007)

De 2004 à 2007, le total des émissions de GES de la Nouvelle-Écosse a diminué de 2,1 Mt, soit 9,1 %, surtout grâce au recul des émissions associées au secteur de la production d'électricité et de chaleur (0,8 Mt) et au secteur des autres modes de transport (0,7 Mt).

L'évolution des émissions à court terme de la Nouvelle-Écosse est illustrée à la Figure A10-8.

A10.3.2.1 Production d'électricité et de chaleur (baisse de 7,7 %)

La production d'électricité à court terme a légèrement baissé, passant de 12,6 TWh en 2004 à 12,5 TWh en 2007 (Statistique Canada, 2008d). La diminution des émissions du secteur de la production d'électricité et de chaleur s'explique par une combinaison de facteurs, dont le plus notable est le passage à des carburants à plus faible intensité d'émissions de GES. En 2004, les sources alimentées au charbon ont généré 9,5 TWh contre 1,7 TWh pour les sources alimentées au gaz naturel et aux combustibles fossiles. Toutefois, en 2007, la production des centrales au charbon a connu une légère hausse de 9,6 TWh, les installations fonctionnant au gaz naturel ont affiché une baisse de 0,5 TWh et celles aux combustibles fossiles, une augmentation de 1,1 TWh (Emera, 2008). La production d'électricité des centrales alimentées au gaz naturel génère moins d'émissions de GES que celle des installations alimentées aux combustibles fossiles ou au charbon, ce qui a été un facteur important dans la baisse des émissions à court terme.

A10.3.2.2 Autres modes de transport (baisse de 29 %)

Le recul du transport maritime intérieur, de l'aviation intérieure et du transport hors route résulte peut-être d'une baisse du niveau d'activité. L'année 2005 a marqué le déclassement définitif du

gisement pétrolier de Cohasset, ce qui pourrait expliquer en partie la forte consommation de 2005 comparativement à celle de 2006.

A10.3.2.3 Déchets (baisse de 22 %)

Les émissions provenant du secteur des déchets ont connu une baisse considérable. Cette tendance est principalement attribuable à la diminution de 24,1 % des émissions du sous-secteur de l'enfouissement des déchets solides. Le Canada affiche le taux de détournement des déchets le plus élevé : 37,5% en 2004 et 40,7 % en 2006. Au cours de cette période, c'est la Nouvelle-Écosse qui a enregistré le taux le plus bas de déchets éliminés par habitant, avec 430 kilogrammes, pour une moyenne national de 835 kilogrammes de déchets éliminés par habitant en 2006. En outre, le captage du CH₄ a augmenté de 171 % entre 2004 et 2007.

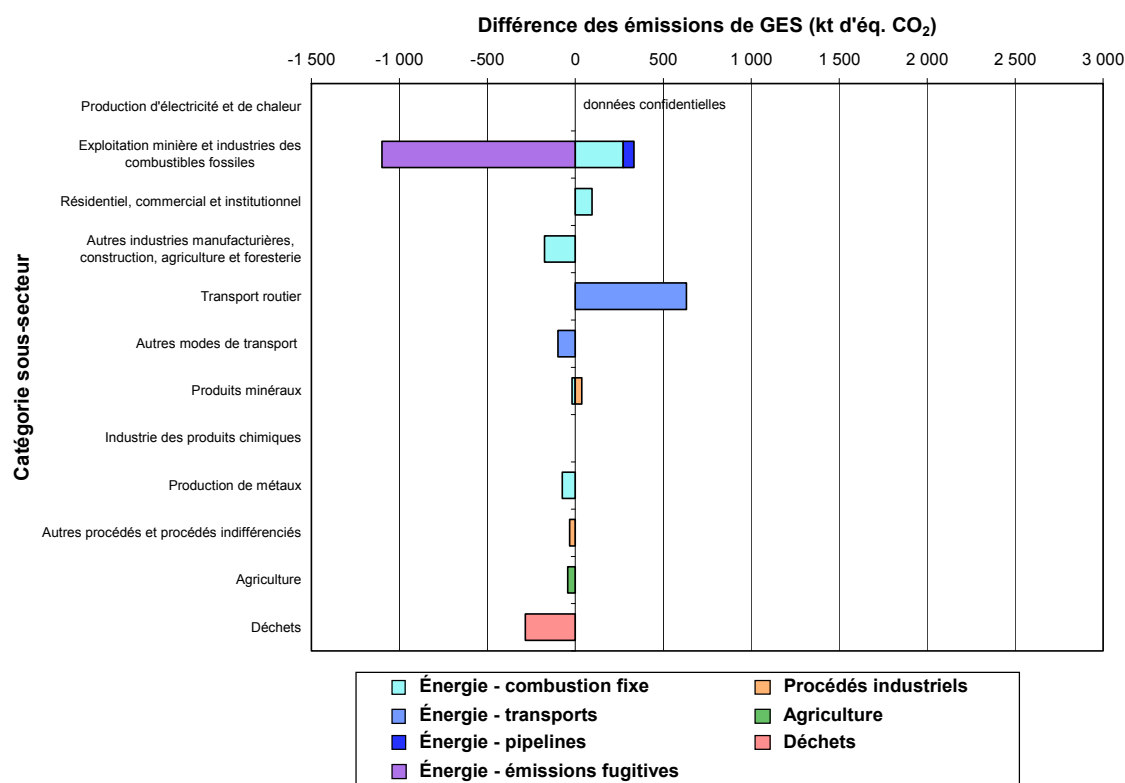


Figure A10-7: Tendances à long terme pour la Nouvelle-Écosse, 1990-2007

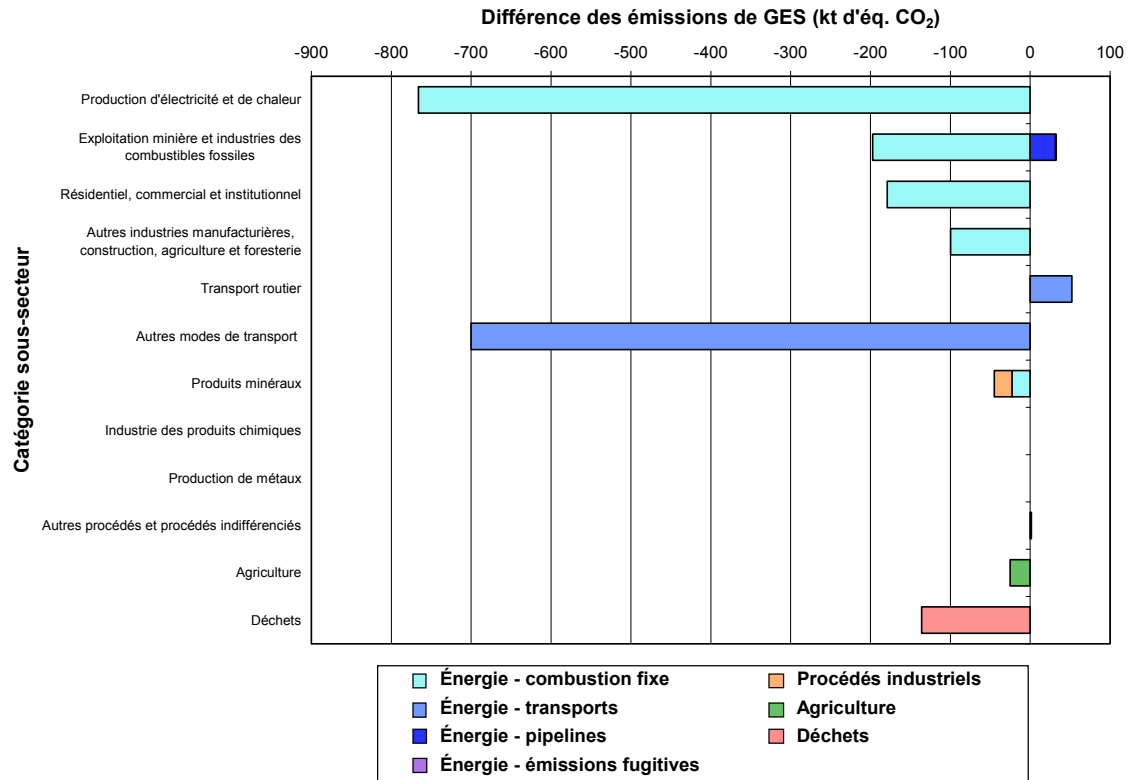


Figure A10-8: Évolution des émissions à court terme pour la Nouvelle-Écosse, 2004-2007

A10.4 Nouveau-Brunswick**Tableau A10-5: Émissions, économie, énergie et climat, Nouveau-Brunswick**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	15,900	21,151	20,865	18,599	18,672
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	33,0 %	31,2 %	17,0 %	17,4 %
Changement annuel	SO	SO	-1,4 %	10,9 %	0,4 %
PIB (millions)	15 772	22 366	22 727	23 280	23 669
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	41,8 %	44,1 %	47,6 %	50,1 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	1,01	0,95	0,92	0,80	0,79
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	0,99	1,06	1,09	1,25	1,27
Population (milliers de personnes)	740	752	751	749	750
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	1,6 %	1,5 %	1,2 %	1,3 %
GES par personne (tonnes/personne)	21,5	28,1	27,8	24,8	24,9
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	46 271	28 737	34 573	32 030	28 852
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-37,9 %	-25,3 %	30,8 %	-37,6 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	180 871	241 354	234 257	102	227 895
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	33,4 %	29,5 %	22,2 %	26,0 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	149 042	183 234	177 115	166 202	166 634
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	22,9 %	18,8 %	11,5 %	11,8 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	4 470	5 051	4 596	4 155	4 852

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

En 2007, les émissions du Nouveau-Brunswick représentaient 18,7 Mt (2,5 %) des émissions totales de GES du Canada (Tableau A10-5), ce qui signifie une augmentation de 17,4 % depuis 1990. Le Nouveau-Brunswick a haussé de 50,1 % sa contribution au PIB entre 1990 et 2007, ce qui a représenté 1,8 % du total national en 2006. En 2007, les émissions provinciales ont été estimées à 0,79 Mt par milliard de dollars de PIB, ou 24,9 t par habitant. La province se classe au troisième rang en termes d'émissions par habitant pour 2007, avec des émissions découlant de la production d'électricité et de chaleur, du transport routier et de l'industrie des combustibles fossiles représentant ensemble plus de 70 % des émissions de GES du Nouveau-Brunswick.

Dans la plus grande des quatre provinces maritimes du Canada, près de 85 % des terres sont classées terrains forestiers productifs (Nouveau-Brunswick, 2007). Il n'est donc pas étonnant que

l'industrie forestière représente une grande part de l'économie provinciale, essentiellement axée sur les ressources naturelles, et en constitue l'un des principaux éléments. Les secteurs des mines, du pétrole et du gaz se sont fortement développés depuis quelques années. Les industries manufacturières, en particulier celles qui sont complémentaires aux industries des ressources naturelles, apportent aussi une contribution non négligeable à l'économie de la province.

En 2000, l'exploration gazière a permis de découvrir le champ de gaz McCully, près de Sussex. L'intérêt grandissant pour l'exploration minière, pétrolière et gazière a aidé à compenser les conséquences économiques de l'augmentation du coût de l'énergie et du recul de la demande dans les secteurs de la foresterie, des pâtes et papiers et de l'imprimerie. Le conflit sur le bois d'œuvre résineux qui a éclaté entre le Canada et les États-Unis en 2002 a largement épargné l'industrie de la foresterie du Nouveau-Brunswick grâce à la présence de grandes terres à bois privées, exclues de l'accord commercial (Nouveau-Brunswick 2007).

Disposant de ressources hydroélectriques limitées, le Nouveau-Brunswick a développé l'un des réseaux de production d'électricité les plus diversifiés d'Amérique du Nord, accueillant entre autres la seule centrale nucléaire du Canada atlantique. La remise en état du réacteur nucléaire de la centrale de Pointe Lepreau, prévue pour 2008, aura un effet notable sur les émissions de GES. Pour le moment, la centrale répond à près de 25 % des besoins d'électricité de la province. La province génère également de l'électricité à partir d'énergie hydraulique, de charbon, de mazout, de diesel, d'Orimulsion® (un combustible commercial à base de bitume qui n'est plus utilisé) et d'énergie éolienne (Groupe Énergie N.-B., 2007).

A10.4.1 Tendances à long terme (1990-2007)

Le Nouveau-Brunswick a connu une augmentation de 2,8 Mt (17,4 %) de ses émissions entre 1990 et 2007, l'exploitation minière et les industries des combustibles fossiles y ayant contribué dans une proportion de 1,5 Mt. Le secteur du transport routier est également responsable d'une croissance de 0,9 Mt, contrairement aux autres industries manufacturières, à la construction, l'agriculture et la foresterie, dont les émissions ont baissé de 0,7 Mt.

Les tendances des émissions à long terme du Nouveau-Brunswick sont illustrées à la Figure A10-9.

A10.4.1.1 Production d'électricité et de chaleur (données confidentielles au sujet sur la hausse)

Les émissions du sous-secteur de la production d'électricité et de chaleur ont crû de 10 à 20 % à long terme. Parallèlement, la production d'électricité est passée de 16,7 TWh en 1990 à 16,9 TWh en 2007, soit une hausse d'à peine plus de 1 %. En 1990, en l'absence de sources de gaz naturel, la province était tributaire des produits pétroliers raffinés à intensité relativement plus élevée en GES pour répondre à environ 1/3 des besoins en électricité tandis que l'énergie hydroélectrique et nucléaire comblait 55 % des besoins de la province (Statistique Canada, 2008c). Cependant, en 2007, les sources de production d'électricité à partir de gaz naturel ou de charbon ont remplacé les centrales dépendantes des produits pétroliers raffinés tandis que la production des centrales hydroélectriques et nucléaires a baissé de façon générale. Cette production représentait environ 42 % de l'approvisionnement provincial en 2007 (Statistique Canada, 2008b). L'effet conjugué de la production d'électricité à partir de carburants à intensité élevée en GES (principalement le charbon) et d'une baisse de la production de sources n'émettant pas de GES a fait grimper les émissions de GES de ce sous-secteur à long terme.

A10.4.1.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 116 %)

C'est à Saint John que se trouve la plus grande raffinerie de pétrole du Canada. La croissance à long terme de la demande pour des produits pétroliers raffinés est l'un des principaux facteurs responsables de la hausse des émissions du sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles. Une quantité importante de produits pétroliers raffinés est exportée à l'extérieur de la région, avec une contribution totale pour le Nouveau-Brunswick s'élevant à plus de 40 % des exportations des produits pétroliers raffinés du Canada en 2006 (EDC, 2006). L'intérêt grandissant pour l'exploration des réserves de gaz naturel, stimulé par l'exploitation du champ McCully, joue aussi un rôle dans l'augmentation à long terme des émissions.

A10.4.1.3 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (baisse de 47 %)

Le recul à long terme des émissions de l'industrie manufacturière est avant tout attribuable aux problèmes vécus dans le sous-secteur des pâtes et papiers. L'importante baisse des émissions du sous-secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie compense la hausse des émissions du sous-secteur des autres industries manufacturières. La réduction de la demande et la faiblesse des cours des produits du bois et du papier a entraîné la fermeture d'usines dans la dernière partie de l'année 2007, ce qui a fait chuter la consommation de carburants et les émissions de GES (ministère des Finances du Nouveau-Brunswick, 2008).

A10.4.1.4 Transport routier (hausse de 29 %)

La progression à long terme des émissions des véhicules lourds à moteur diesel s'explique en partie par l'utilisation de ce type de véhicules dans l'industrie des combustibles fossiles et par le recours de plus en plus fréquent aux camions pour transporter les matières premières et les produits finis. La hausse à long terme des émissions des camions légers à essence est surtout due à la préférence des consommateurs pour les VUS, les fourgonnettes et les camionnettes, au détriment des véhicules légers à essence.

A10.4.2 Changements à court terme (2004-2007)

À court terme, les émissions provinciales affichent un recul de 2,5 Mt (11,7 %). Le sous-secteur de la production d'électricité et de chaleur (1,6 Mt) est celui qui a le plus contribué à la baisse, suivi des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie (0,4 Mt) et des autres modes de transport (0,4 Mt).

Les tendances des émissions à court terme du Nouveau-Brunswick sont illustrées à la Figure A10-10.

A10.4.2.1 Production d'électricité et de chaleur (baisse de 19 %)

Les émissions du sous-secteur de la production d'électricité et de chaleur ont considérablement diminué entre 2004 et 2007, essentiellement à cause d'une baisse de production. En 2004, la province a produit 20,8 TWh, soit un peu moins que le sommet atteint en 2003, avec 20,9 TWh. En 2007, en revanche, la production (16,9 TWh) a atteint son plus bas niveau depuis 2007 (16,7 TWh) (Statistique Canada, 2008d). La production des centrales tributaires des produits pétroliers raffinés a affiché un net recul en raison du prix élevé du mazout lourd pour les services publics. De plus, le coût élevé de la production d'électricité à partir de produits raffinés du pétrole a réduit la marge de profits des exportations d'électricité et, par le fait même, la production

globale des installations et leurs émissions de GES. Les coûts du mazout lourd en 2006-2007 étaient 64 % plus élevés qu'en 2004-2005 (Groupe Énergie NB, 2007).

A10.4.2.2 *Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (baisse de 35 %)*

Comme le montrent les tendances à long terme, la baisse à court terme des émissions de GES des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie est avant tout attribuable aux difficultés économiques que le sous-secteur des pâtes et papiers a connues. Les émissions de ce sous-secteur seulement ont baissé de 0,5 Mt, neutralisant ainsi de légères augmentations des autres industries manufacturières et de la construction.

A10.4.2.3 *Autres modes de transport (baisse de 24,3 %)*

Ce sont surtout les sous-secteurs des véhicules hors route à essence et à moteur diesel et de l'aviation intérieure qui affichent une baisse à court terme. Dans le sous-secteur de l'aviation intérieure, on peut l'expliquer par la baisse de la demande tandis que dans le sous-secteur des véhicules hors route à essence, elle peut être attribuable à l'augmentation générale du prix de l'essence.

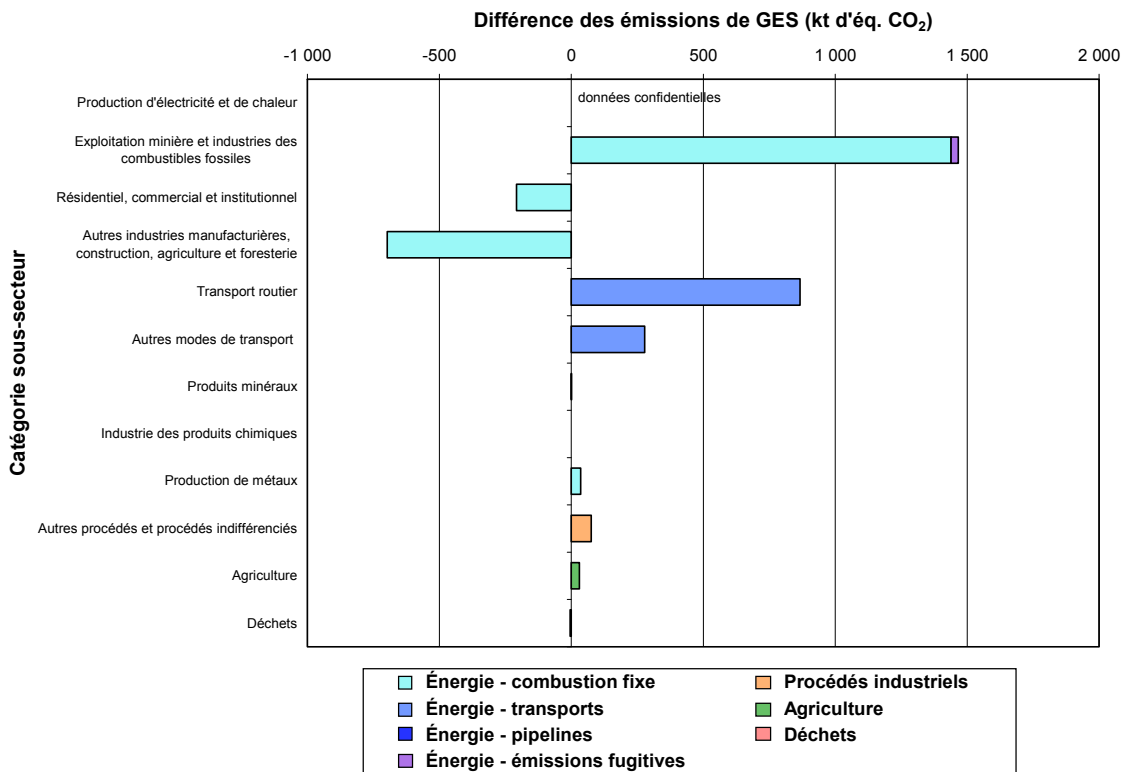


Figure A10-9: Tendances des émissions à long terme pour le Nouveau-Brunswick, 1990-2007

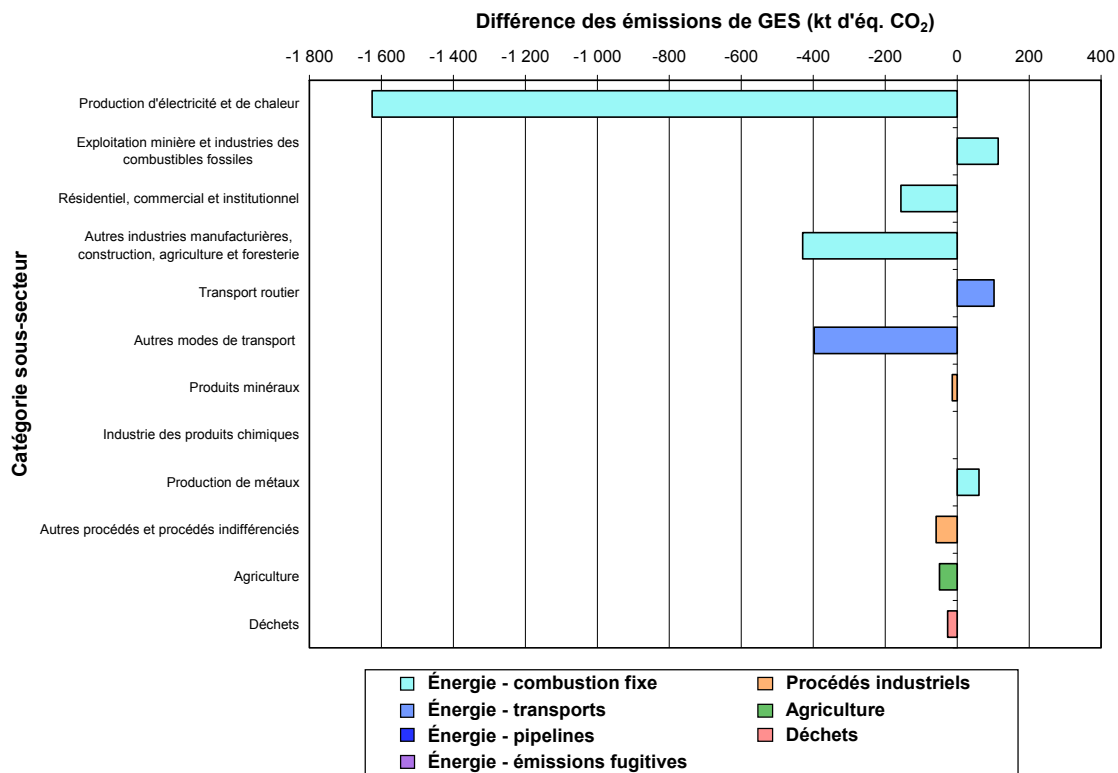


Figure A10-10: Évolution des émissions à court terme pour le Nouveau-Brunswick, 2004-2007

A10.5 Québec**Tableau A10-6: Émissions, économie, énergie et climat, Québec**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	82,574	87,902	84,220	82,589	85,664
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	6,5 %	2,0 %	0,0 %	3,7 %
Changement annuel	SO	SO	-4,2 %	-1,9 %	3,7 %
PIB (millions)	184 297	251 028	254 708	259 032	265 888
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	36,2 %	38,2 %	40,6 %	44,3 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,45	0,35	0,33	0,32	0,32
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	2,23	2,86	3,02	3,14	3,10
Population (milliers de personnes)	7 004	7 549	7 598	7 651	7 701
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	7,8 %	8,5 %	9,2 %	10,0 %
GES par personne (tonnes/personne)	11,8	11,6	11,1	10,8	11,1
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	482 430	617 892	641 720	639 379	661 771
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	28,1 %	33,0 %	32,5 %	37,2 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	1 530 051	1 851 282	1 813 470	1 799 604	1 860 848
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	21,0 %	18,5 %	17,6 %	21,6 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	1 355 856	1 628 343	1 592 298	1 562 649	1 638 032
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	20,1 %	17,4 %	15,3 %	20,8 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	4 131	4 518	4 274	3 862	4 311

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

En 2007, le Québec a produit 85,7 Mt de GES (11,6 %) des émissions totales de GES du Canada (Tableau A10-6). Depuis 1990, les émissions de la province ont légèrement crû de 3,7%, tandis que le PIB grimpeait de 44,3 % au cours de la même période. En 2007, le PIB du Québec représentait 20,1 % du total national. Bien que le Québec soit la deuxième province la plus peuplée du Canada (avec 23,4 % de la population), elle est la plus faible émettrice de GES par habitant avec 11,1 t d'éq. CO₂ par habitant et par dollars de PIB, avec 0,32 Mt/ G de PIB. Le Québec a une économie fortement dépendante de sa grande puissance hydroélectrique, laquelle contribue à alimenter les secteurs minier et manufacturier, réduisant ainsi l'intensité des émissions de GES. En 2007, contrairement aux autres provinces, la majeure partie des émissions de GES provenait des sous-secteurs du transport routier (28,7 Mt), de l'industrie métallurgique (9,1 Mt), de l'agriculture (7,3 Mt) et des déchets (5,2 Mt).

En 2007, l'hydroélectricité produite au Québec représentait 48 % de la production totale d'hydroélectricité du pays et 27 % de la production totale d'électricité de toutes sources (Statistique Canada, 2008d). Grâce à cette capacité de production, à laquelle s'ajoutent une centrale nucléaire et des récents projets de centrales éoliennes, les émissions des industries de production d'électricité et de chaleur demeurent peu élevées : de 0,3 Mt à 2,3 Mt.

Le faible coût de l'énergie hydroélectrique explique pourquoi la grande majorité des alumineries se trouvent dans cette province. Pour répondre à la demande nationale et internationale, l'industrie a accru au fil des ans sa capacité de production qui repose maintenant sur une technologie avancée (anodes précuites). D'après les données fournies par cette industrie⁹⁰, la production d'aluminium au Québec a augmenté de 120 % (1,6 Mt) entre 1990 et 2007.

Près de la moitié du territoire de la province étant constitué de forêts, il n'est pas étonnant que le secteur forestier, deuxième en importance au Canada derrière celui de la Colombie-Britannique, occupe lui aussi une place de choix dans l'économie provinciale. Cette économie s'est toutefois diversifiée au cours des dix dernières années. Outre l'énergie, la foresterie, l'exploitation minière, la métallurgie et l'agriculture, elle repose aujourd'hui sur l'industrie aérospatiale et aéronautique, et de plus en plus sur l'industrie des produits chimiques (Finances Québec, 2006).

A10.5.1 Tendances à long terme (1990-2007)

À long terme, les émissions de GES du Québec affichent une hausse de 3,1 Mt, qui est principalement attribuable aux émissions élevées du sous-secteur du transport routier (7,8 Mt). Elle est toutefois compensée par la baisse des émissions du sous-secteur de la production métallurgique (3,6 Mt) et des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie (2,9 Mt).

Les tendances des émissions à long terme du Québec sont illustrées à la Figure A10-11.

A10.5.1.1 Production d'électricité et de chaleur (hausse de 54 %)

Les émissions totales des GES sont passées de 1,5 Mt en 1990 à 2,3 Mt en 2007. Les émissions liées à la production d'électricité ne représentent que 1,8 % des émissions provinciales en 1990 et 2,7 % en 2007. En 1990, les émissions, qui étaient surtout associées à la production d'électricité à partir de produits pétroliers raffinés, avaient considérablement diminué en 2007. La hausse des émissions à long terme découle avant tout de l'ouverture d'une nouvelle installation de cogénération au gaz naturel en 2006 (TransCanada, 2008).

A10.5.1.2 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (baisse de 33 %)

Depuis au moins cinq ans, le secteur des pâtes et papiers fait face à une pression économique du fait de la baisse de la demande et de la concurrence accrue sur le marché des exportations (Statistique Canada, 2007a). Le conflit concernant le bois d'œuvre résineux, la hausse des prix et le raffermissement du dollar canadien par rapport au dollar américain se sont conjugués pour

⁹⁰. Dubois C., S. Gaboury et N. Ouellet. 2008. Communication personnelle (courriels datés du 21 octobre 2008, 27 octobre 2008 et 3 novembre 2008). Membres de l'Association de l'aluminium du Canada (Alcoa, RioTintoAlcan et Alouette).

affaiblir cette industrie dont le déclin explique en grande partie la réduction à long terme des émissions de GES des industries manufacturières.

A10.5.1.3 Transport routier (hausse de 37 %)

Dans tout le pays, on observe un accroissement à long terme des émissions associées au transport routier, et en particulier aux camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) et aux véhicules lourds à moteur diesel. Le Québec ne fait pas exception. Le choix des consommateurs de remplacer les voitures à essence par des camions légers à essence demeure la raison la plus évidente de l'augmentation des émissions à long terme. On peut aussi attribuer la hausse des émissions des véhicules lourds à moteur diesel à une utilisation accrue, bien que, dans le cas du Québec, cette hausse soit plutôt liée au rôle de ce type de véhicules dans les industries des mines et de la production et à l'importance de l'expédition « juste à temps ».

A10.5.1.4 Production de métaux (baisse de 28 %)

L'industrie de l'aluminium affiche une diminution nette à long terme de 1,6 Mt d'éq. CO₂ des émissions liées aux procédés, en dépit de la croissance de la production mentionnée plus haut. L'industrie est parvenue à réduire ses émissions de PFC en intégrant des capteurs informatisés et des alimentateurs d'aluminium automatisés dans nouveaux processus de la production d'aluminium, qui empêchent l'effet anode (réaction pendant laquelle des quantités importantes de PFC sont émises).

Au fil des années, l'industrie du magnésium a investi dans des projets en vue de trouver des produits de remplacement pour les SF₆ utilisés comme gaz de couverture. Grâce aux travaux de recherche entrepris et à l'utilisation de mélanges de gaz de remplacement, l'industrie est parvenue à réduire de manière significative ses émissions de SF₆ depuis le début des années 1990 jusqu'au milieu des années 2000. En 2007, l'industrie déclarait très peu d'émissions, en raison essentiellement de la fermeture de la seule usine de magnésium au Québec qui n'arrivait plus à rivaliser avec ses concurrents internationaux, notamment la Chine.

A10.5.2 Changements à court terme (2004-2007)

On observe une baisse de 2,2 Mt (2,5 %) des émissions à court terme, principalement due à la diminution des émissions des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie (2,0 Mt) et des sous-secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (1,2 Mt). La baisse a été en partie neutralisée par la hausse des émissions à court terme du sous-secteur du transport routier (1,3 Mt).

L'évolution des émissions à court terme du Québec sont illustrées à la Figure A10-12.

A10.5.2.1 Production d'électricité et de chaleur (hausse de 41 %)

La hausse de 0,6 Mt à court terme des émissions provenant du sous-secteur de la production d'électricité et de chaleur résulte essentiellement d'un nouveau système de cogénération au gaz naturel mis en service en 2006 (TransCanada, 2008).

A10.5.2.2 Résidentiel, commercial et institutionnel (baisse de 10 %)

Entre 2004 et 2007, le sous-secteur résidentiel a connu une baisse de 0,8 Mt de ses émissions de GES, soit les deux tiers de la diminution globale de 1,2 Mt. Les émissions suivent généralement la courbe des DJCh, on peut affirmer que la baisse est en partie attribuable à la diminution de 4,6 % des DJCh entre 2004 et 2007. D'autres facteurs, comme les coûts élevés de chauffage aux

PPR et le passage à des carburants de remplacement, ont vraisemblablement joué un rôle dans la baisse des émissions, car le prix du mazout était considérablement plus élevé en 2007 qu'il ne l'était en 2004.

A10.5.2.3 *Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie(baisse de 25 %)*

Comme on peut le voir dans les tendances à long terme, depuis au moins cinq ans, le sous-secteur des pâtes et papiers connaît des difficultés qui sont dues à la faiblesse de la demande et à la concurrence exercée sur le marché des exportations (Statistique Canada, 2007a). Les émissions de ce sous-secteur représentaient 1,3 Mt de la diminution de 2,0 Mt d'émissions de GES qui serait attribuable à des facteurs économiques.

A10.5.2.4 *Transport routier(hausse de 5 %)*

L'augmentation à court terme des émissions des camions légers à essence, de son côté, reflète la prolifération de véhicules de ce type sur les routes, au détriment des voitures à essence.

A10.5.2.5 *Production de métaux(baisse de 2 %)*

La fermeture d'une importante usine de production de magnésium en 2007, comme nous le mentionnons au chapitre 4 (section 4.12), est la raison pour laquelle les émissions ont baissé à court terme dans cette industrie.

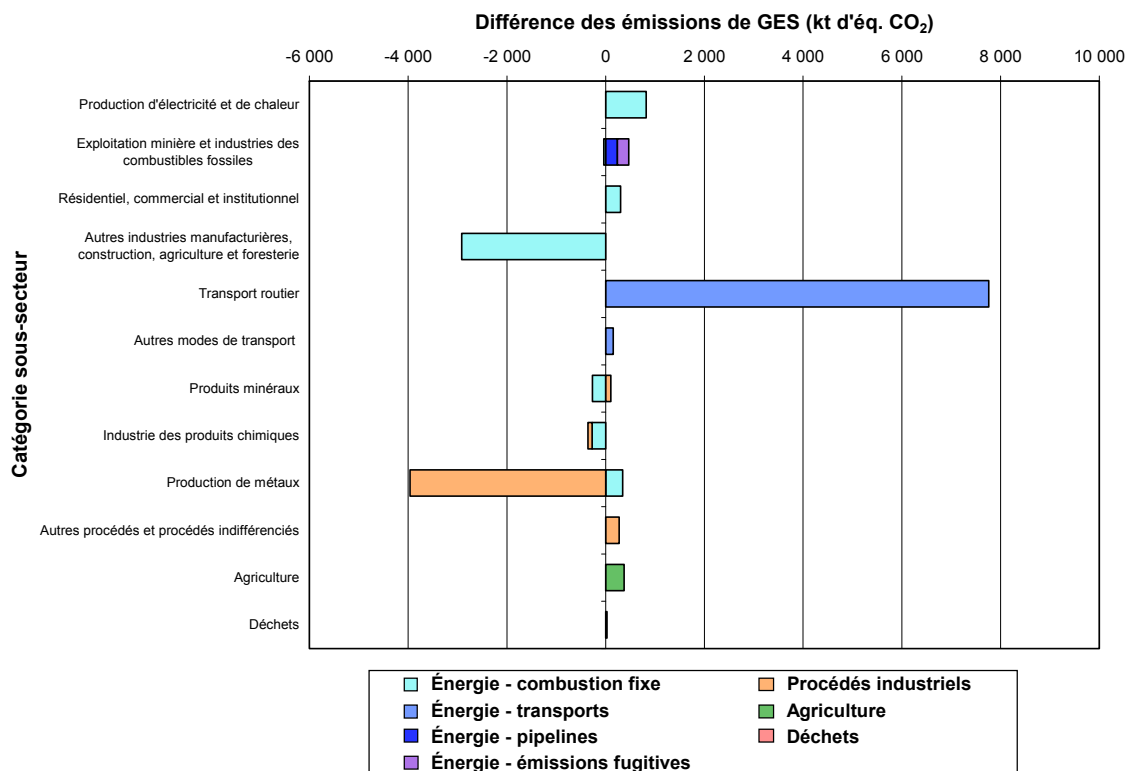


Figure A10-11: Tendances des émissions à long terme pour le Québec, 1990-2007

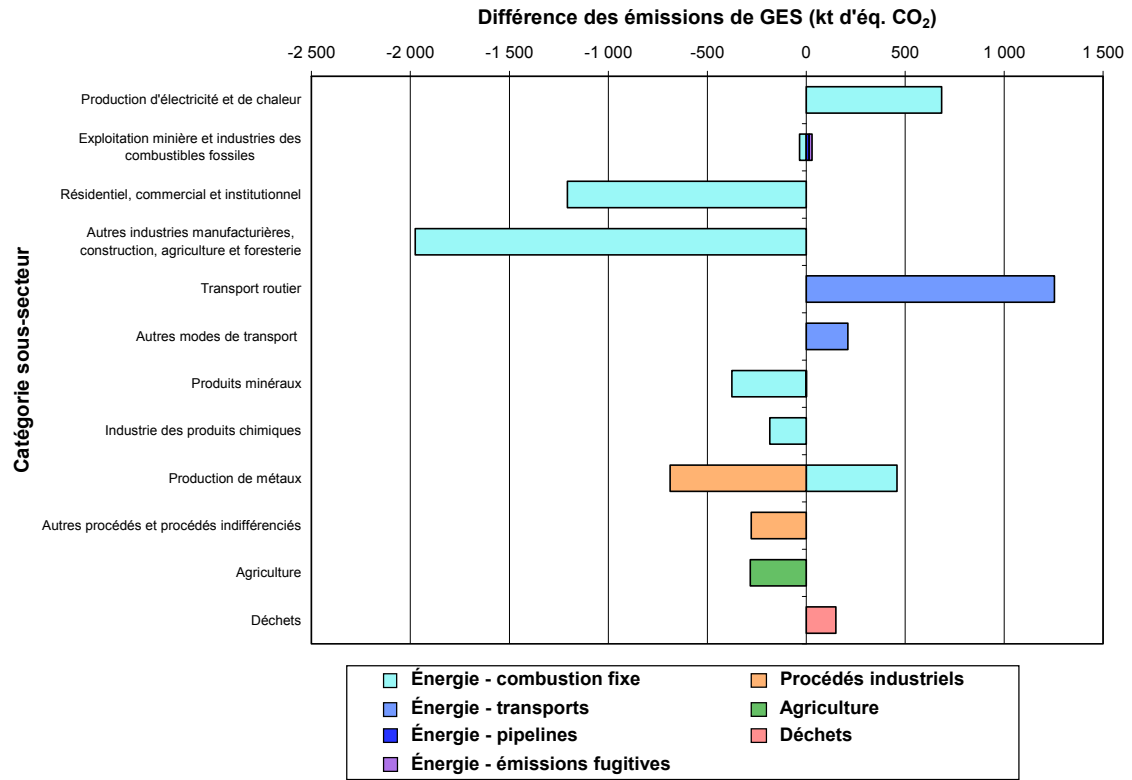


Figure A10-12: Évolution des émissions à court terme pour le Québec, 2004-2007

A10.6 Ontario**Tableau A10-7: Émissions, économie, énergie et climat, Ontario**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	174,627	197,061	198,041	189,778	197,378
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	12,8 %	13,4 %	8,7 %	13,0 %
Changement annuel	SO	SO	0,5 %	-4,2 %	4,0 %
PIB (millions)	336 227	496 780	510 626	524 105	536 340
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	47,8 %	51,9 %	55,9 %	59,5 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,52	0,40	0,39	0,36	0,37
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	1,93	2,52	2,58	2,76	2,72
Population (milliers de personnes)	10 298	12 420	12 565	12 705	12 804
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	20,6 %	22,0 %	23,4 %	24,3 %
GES par personne (tonnes/personne)	17,0	15,9	15,8	14,9	15,4
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	401 420	432 638	423 610	445 378	424 851
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	7,8 %	5,5 %	11,0 %	5,8 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	2 586 033	3 071 543	3 047 267	3 017 351	3 089 237
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	18,8 %	17,8 %	16,7 %	19,5 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	2 238 688	2 614 141	2 656 468	2 575 749	2 607 481
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	16,8 %	18,7 %	15,1 %	16,5 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	3 257	3 798	3 797	3 378	3 722

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

En 2007, l'Ontario se plaçait au deuxième rang des principaux responsables des émissions de GES, avec une contribution de 197,4 Mt, soit 29,7 % des émissions totales. De 1990 à 2007, les émissions provinciales ont grimpé de 13 % (22,8 Mt) tandis que le PIB augmentait de 59,5 % (Tableau A10-7), ce qui correspond approximativement à la croissance moyenne du PIB national. Toutefois, l'Ontario étant la province la plus peuplée du Canada, et contribuant au PIB du pays dans une proportion de 40,6 %, elle était le troisième plus faible émetteur de GES par habitant et par dollars de PIB en 2007. Cette situation peut s'expliquer par le fait que l'économie de la province est dominée par des industries manufacturières à faible intensité énergétique. Compte tenu de la population, il n'est pas étonnant que les émissions provenant du transport routier (y compris hors route) aient constitué la majeure partie (30 %) des émissions de la province en 2007, suivi du sous-secteur commercial, institutionnel et résidentiel (16,8 %).

Comme la province possède un important secteur manufacturier, l'économie provinciale repose sur les exportations, essentiellement vers les États-Unis, marché qui a constitué 86 % des exportations (en valeur monétaire) de la province en 2006 (Statistique Canada, 2007a). L'Ontario, province d'origine de la quasi-totalité des exportations d'automobiles du pays, est reconnue comme le principal lieu de production automobile en Amérique du Nord. De fait, les exportations de véhicules motorisés et de pièces de véhicules représentent près de 17 % des exportations canadiennes de marchandises. Seuls les combustibles fossiles détiennent une part plus élevée des exportations. En Ontario, l'industrie automobile est tellement omniprésente que un emploi sur sept y est relié, directement ou indirectement (Ontario Economic Development).

Parmi les autres secteurs importants de l'économie manufacturière figurent les produits chimiques et pétroliers, l'exploitation minière et la fabrication de métaux de première fusion, l'alimentation, les boissons et le tabac, ainsi que les produits électriques et électroniques. La structure de l'économie provinciale a changé depuis 1990, en partie à cause des fluctuations des marchés mondiaux qui ont touché le marché des exportations. Devant la baisse des coûts de production de certaines marchandises et matières premières à l'étranger, l'économie a réagi en favorisant les industries axées sur les services. C'est ainsi que Toronto est devenue la capitale financière du Canada (Ontario Economic Development).

L'Ontario répond à la demande d'électricité au moyen de centrales nucléaires, hydroélectriques et au charbon, et abrite la majeure partie de la puissance nucléaire du Canada. En 2003, le gouvernement provincial s'est engagé à fermer ses quatre centrales au charbon d'ici la fin de la décennie; il a donné suite à cet engagement en fermant la première en 2005. La plus ancienne des quatre centrales au charbon de la province a cessé ses opérations en 2005. En raison d'une nouvelle orientation stratégique, on a considérablement augmenté les investissements dans la filière éolienne et d'autres sources d'énergie renouvelable. En 2007, la capacité éolienne installée totale au Canada s'élevait à 1 770 MW, dont 491 MW en Ontario (CanWEA, 2008b).

A10.6.1 Tendances à long terme (1990-2007)

Entre 1990 et 2007, les émissions ont augmenté de 23 Mt, principalement à cause de la croissance des sous-secteurs du transport routier (12,6 Mt), résidentiel, commercial et institutionnel (6,9 Mt) et de la production d'électricité et de chaleur (6,5 Mt). Cette augmentation à long terme a été compensée par la baisse des émissions du sous-secteur de l'industrie chimique (10,0 Mt).

Les tendances des émissions à long terme de l'Ontario sont illustrées à la figure Figure A10-13.

A10.6.1.1 Production d'électricité et de chaleur (hausse de 25 %)

Entre 1990 et 2007, les émissions associées à la production d'électricité et de chaleur ont crû de 24,5 % ou 6,5 Mt. Au cours de la même période, la production d'électricité est passée de 129,3 TWh à 157,9 TWh, ou 22 % (Statistique Canada, 2008d). La seule raison qui explique cette hausse est la production d'électricité à partir de combustibles fossiles, notamment de charbon et de gaz naturel, pour répondre à la demande.

A10.6.1.2 Résidentiel, commercial et institutionnel (hausse de 26 %)

Les hausses à long terme dans ce sous-secteur sont attribuables à des changements d'ordre économique et à la croissance de la population. La hausse des émissions commerciales et institutionnelles (4,3 Mt ou 47 %) est associée aux changements survenus dans l'économie provinciale, autrefois axée sur l'industrie manufacturière, mais aujourd'hui plus diversifiée et axée sur les services, y compris les services financiers, l'assurance et l'immobilier (Ontario Economic

Development). Les émissions résidentielles ont augmenté de 2,6 Mt (15 %) tandis que la population a crû de 24 %. En 2007, les DJCh étaient 14,3 % plus élevés qu'en 1990, ce qui a contribué à la hausse des émissions.

A10.6.1.3 Transport routier(hausse de 35 %)

Comme la vaste majorité de la population de l'Ontario habite une région géographique relativement étendue (appelée Golden Horseshoe), on peut aisément attribuer la hausse des émissions du transport routier à l'étalement urbain et à la préférence des consommateurs pour les VUS, les fourgonnettes et les camionnettes. À long terme, les émissions des camions légers à essence ont grimpé de 123 %. En 2006, selon Statistique Canada, plus de 5,6 millions d'Ontariens faisaient la navette entre leur domicile et leur lieu de travail, donc 71 % en voiture.

La progression des émissions de GES des véhicules lourds à moteur diesel est également attribuable au sous-secteur manufacturier, notamment aux méthodes de gestion de la production telles que la fabrication « juste à temps », un concept qui nécessite un recours plus fréquent aux camions de transport pour la livraison de matières premières et de produits finis. Avec le temps, la croissance démographique, l'étalement urbain et le développement du secteur de la vente au détail favorisent l'utilisation de véhicules lourds à moteur diesel.

A10.6.1.4 Autres modes de transport (hausse de 29 %)

On attribue cette hausse à l'aviation intérieure et à l'utilisation de véhicules hors route à essence et à moteur diesel. En ce qui concerne l'aviation, l'Ontario possède deux principaux aéroports, dont l'aéroport Pearson de Toronto qui est une plaque tournante centrale pour les vols intérieurs au Canada. Le trafic aérien qui transite par Toronto pourrait donc être responsable de l'augmentation de la consommation de carburant aviation. L'utilisation accrue d'essence et de diesel dans des véhicules hors route peut être attribuable à la préférence des consommateurs pour des véhicules récréatifs qui leur permettent de s'éloigner des centres urbains vers les milieux ruraux, comme nous l'avons mentionné précédemment.

A10.6.1.5 Industrie chimique (baisse de 78 %)

C'est en Ontario que se trouve l'unique usine de production d'acide adipique au Canada (qui est utilisée pour la production de nylon). La diminution substantielle des émissions de procédé de cette usine entre 1990 et 2007 est le résultat de la mise en place d'un système de réduction catalytique des émissions en 1997.

A10.6.1.6 Déchets (hausse de 27 %)

L'enfouissement de déchets solides est principalement responsable de la hausse des émissions du secteur, avec une augmentation de 28,4 % des émissions. Une hausse de 5 % des déchets enfouis est attribuable à la croissance démographique de 24 % et au taux de détournement des déchets (18,7 % en 2007) qui était inférieur au taux moyen national de 22,0 %. Au cours de cette période, le captage de CH₄ a crû de 24 % pour les fins du torchage ou dans le but d'atténuer les émissions.

A10.6.2 Changements à court terme (2004-2007)

Entre 2004 et 2007, les émissions de la province ont légèrement augmenté de 0,3 Mt (0,2 %), notamment dans le sous-secteur du transport routier (1,8 Mt) et dans celui de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles (1,0 Mt). Les émissions ont surtout baissé dans l'industrie chimique (1,4 Mt) et dans le sous-secteur de la production de métaux (2,0 Mt).

L'évolution des émissions à court terme de l'Ontario est illustrée à la Figure A10-14.

A10.6.2.1 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (augmentation de 8 %)

La croissance à court terme dans le sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles en Ontario est presque essentiellement due à la hausse des émissions issues de la combustion du gaz naturel le long d'un gazoduc. De plus, l'utilisation accrue du gaz naturel pour alimenter les compresseurs de pipeline est une indication de l'accroissement des émissions liées aux gazoducs. Depuis 2004, près de 2 000 km de gazoducs de distribution et 70 km de gazoducs de transport ont été ajoutés au réseau en Ontario (Statistique Canada, 2007b), ce qui a contribué à faire grimper les émissions fugitives. L'augmentation de la capacité des gazoducs est vraisemblablement liée à la croissance démographique de la province.

A10.6.2.2 Transport routier (hausse de 4 %)

Il existe un lien étroit entre les émissions du transport routier et les préférences des consommateurs pour des VUS, fourgonnettes et camionnettes. La progression des émissions de GES des véhicules lourds à moteur diesel est également attribuable au sous-secteur manufacturier, notamment aux méthodes de gestion de la production telles que la fabrication « juste à temps », un concept qui nécessite un recours plus fréquent aux camions de transport pour la livraison de matières premières et de produits finis.

A10.6.2.3 Industrie chimique (baisse de 34 %)

La catégorie de la production d'acide adipique a joué un rôle important dans la réduction globale des émissions de l'industrie chimique au cours de la période 2004-2007. Les émissions à court terme ont varié pour diverses raisons. En raison de difficultés sur le plan opérationnel des systèmes antipollution, les émissions ont été significativement plus importantes en 2004-2005 qu'à toute autre année (depuis 2000). En 2005, une grève à l'usine de production d'acide adipique a également eu des répercussions sur le niveau des émissions. En 2006, les émissions ont connu à nouveau une baisse par suite de l'amélioration du système antipollution. Cependant, en 2007, la production a augmenté et la performance du système antipollution a varié, ce qui eu pour effet de rehausser le niveau des émissions.

A10.6.2.4 Production de métaux (baisse de 14 %)

Pour réduire leurs coûts d'exploitation, les sidérurgies ont diminué leur utilisation de coke de pétrole et accru leur consommation de charbon. Les émissions de GES associées au charbon sont déclarées dans le sous-secteur des autres procédés et procédés indifférenciés, ce qui explique en partie la baisse des émissions du sous-secteur de la production de métaux et la hausse de 11,7 % des émissions du sous-secteur des autres procédés et procédés indifférenciés.

Entre 2004 et 2007, la tendance des émissions de SF₆ découlant de la production de magnésium était à la baisse. Cette situation est due à un arrêt graduel des opérations, qui a commencé en 2005, à l'une des deux installations de production de magnésium en Ontario. (Cette usine a progressivement réduit ses opérations avant de fermer ses portes en 2008).

A10.6.2.5 Déchets (hausse de 6 %)

En 2006, un accord est intervenu entre l'État du Michigan et la province de l'Ontario qui prévoit une réduction de 20 % des déchets exportés et gérés par une municipalité avant la fin de 2007,

40 % avant la fin de 2008 et 100 % avant la fin de 2010, d'après les données estimatives déclarées en 2005 selon lesquelles les municipalités gèrent 1,34 million de tonnes de déchets. À la lumière de ces données, on constate qu'une plus grande quantité de déchets solides résidentiels et institutionnels ont été enfouis en Ontario plutôt qu'exportés en 2007. D'autres facteurs, comme une hausse de 5 % des déchets acheminés dans des sites d'enfouissement et une baisse de 6 % de la quantité de CH₄ capté, influent sur la tendance.

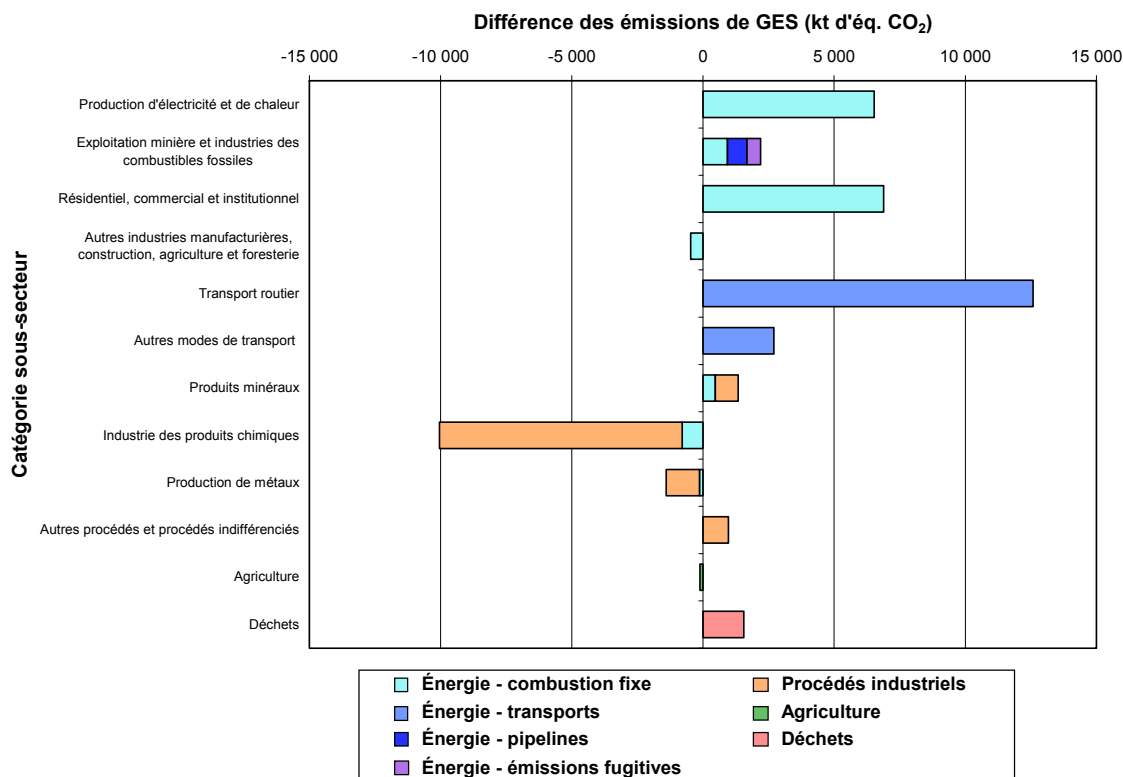


Figure A10-13: Tendances des émissions à long terme pour l'Ontario, 1990-2007

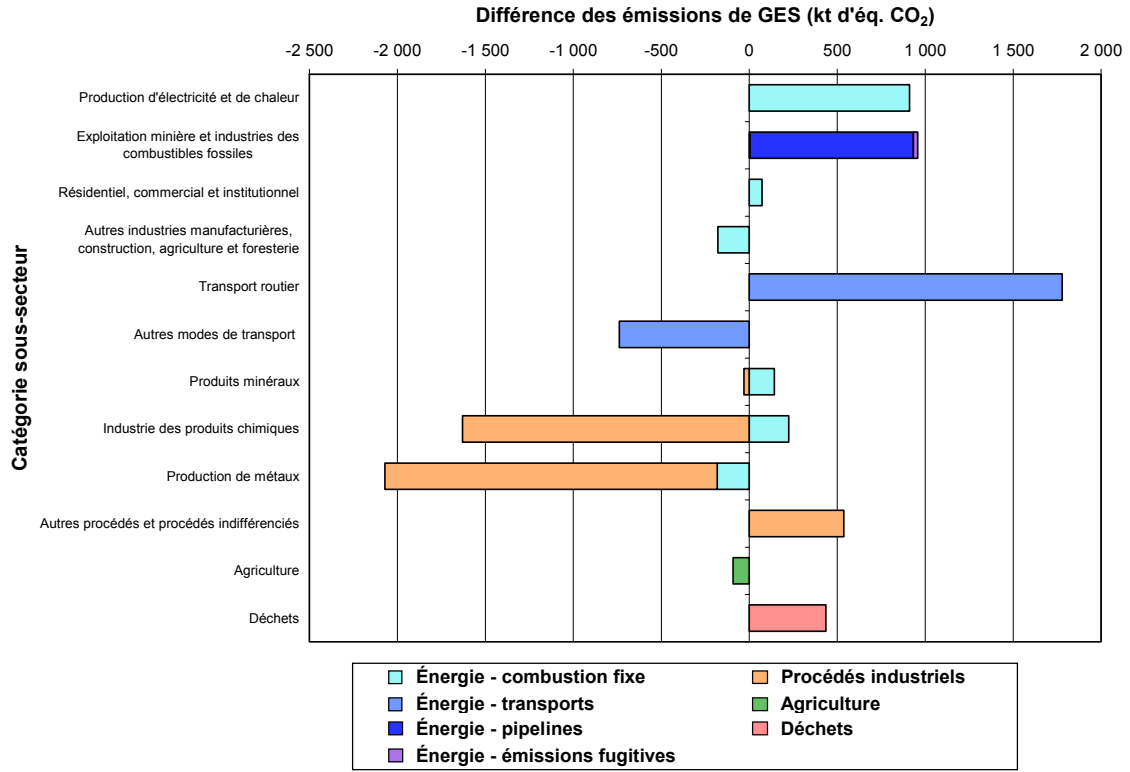


Figure A10-14: Évolution des émissions à court terme pour l'Ontario, 2004-2007

A10.7 Manitoba**Tableau A10-8: Émissions, économie, énergie et climat, Manitoba**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	18,611	21,184	20,791	20,936	21,306
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	13,8 %	11,7 %	12,5 %	14,5 %
Changement annuel	SO	SO	-1,9 %	0,7 %	1,8 %
PIB (millions)	29 629	37 861	38 783	40 344	41 662
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	27,8 %	30,9 %	36,2 %	40,6 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,63	0,56	0,54	0,52	0,51
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	1,59	1,79	1,87	1,93	1,96
Population (milliers de personnes)	1 106	1 171	1 174	1 178	1 187
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	5,9 %	6,2 %	6,6 %	7,3 %
GES par personne (tonnes/personne)	16,8	18,1	17,7	17,8	18,0
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	97 185	123 007	162 649	169 852	171 228
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	26,6 %	67,4 %	74,8 %	76,2 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	257 656	274 032	280 652	272 156	286 248
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	6,4 %	8,9 %	5,6 %	11,1 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	239 964	256 613	259 992	249 915	263 573
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	6,9 %	8,3 %	4,1 %	9,8 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	5 680	5 847	5 488	5 127	5 718

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

En 2007, les émissions de GES du Manitoba s'élevaient à 21,3 Mt, soit une hausse de 14,5 % depuis 1990 (Tableau A10-8). Avec 3,6 % de la population du Canada, la province a contribué dans une proportion d'environ 3,2 % aux émissions totales du pays en 2007. En raison de la structure économique de la province, le Manitoba affiche le plus faible pourcentage d'émissions de GES du secteur de l'énergie (5,8 %) et le plus fort pourcentage du secteur de l'agriculture (36 %) de toutes les provinces du Canada. L'économie de la province étant dépendante de l'agriculture, c'est ce secteur qui a été avant tout responsable des émissions de GES en 2007, qui représentaient 7,1 Mt par rapport aux émissions totales du Manitoba. Le deuxième plus grand émetteur a été le sous-secteur commercial, institutionnel et résidentiel, avec 2,5 Mt. Entre 1990 et 2007, le PIB annuel de la province a crû de 40,6 % tandis que la population a augmenté de 7,3 %, ce qui a fait grimper de 0,51 Mt les émissions de GES par milliard de dollars de PIB en 2007.

L'économie du Manitoba est l'une des plus diversifiée du Canada. La province dispose d'un vaste secteur agricole et manufacturier, ainsi que d'un secteur des ressources naturelles qui comprend l'exportation d'hydroélectricité et l'exploitation minière. Dans une province dotée d'une économie aussi diversifiée, la situation financière peut changer rapidement. Depuis quelques années, par exemple, le prix record atteint par les métaux de première fusion, le pétrole et le gaz naturel a stimulé l'exploration minière et le développement de nouvelles mines. Les pluies abondantes et les inondations peuvent nuire au rendement agricole. Les obstacles au commerce ont aussi des répercussions. (Statistique Canada, 2007a).

Les abondantes ressources hydroélectriques du Manitoba favorisent l'économie de la province en lui assurant non seulement un approvisionnement peu coûteux et fiable, mais aussi une source non négligeable de revenus d'exportation (Manitoba Hydro, 2007). La province a également investi dans d'autres sources d'énergie renouvelable, plus précisément l'énergie éolienne. En 2005 et 2006, la première centrale éolienne de grande envergure du Manitoba a vu le jour à Saint-Léon, une petite localité agricole à 150 kilomètres au sud-ouest de Winnipeg. Au départ, la centrale de 99 MW était la plus puissante du Canada mais, depuis, d'autres provinces ont installé des parcs plus importants (Association canadienne de l'énergie éolienne).

A10.7.1 Tendances à long terme (1990-2007)

On observe à long terme (1990–2007) une croissance de 14,5 % (2,7 Mt) des émissions, dont 1,8 Mt dans le secteur de l'agriculture et 1,3 Mt dans celui du transport. La baisse des émissions dans les sous-secteurs résidentiel, commercial et institutionnel (0,5 Mt), des autres modes de transport (0,4 Mt) et des produits minéraux (0,2 Mt) a permis de compenser la hausse des émissions du secteur de l'agriculture.

Les tendances des émissions à long terme du Manitoba sont illustrées à la Figure A10-15.

A10.7.1.1 Résidentiel, commercial et institutionnel (baisse de 18 %)

Les émissions du sous-secteur résidentiel ont fléchi de 0,6 Mt entre 1990 et 2007. Paradoxalement, les DJCh étaient légèrement à la hausse (0,7 %) et la population a diminué de 7,3 % en 2007 par rapport à 1990. On attribue cette baisse en partie au remplacement des carburants de chauffage à haute intensité en GES, comme le mazout, par l'énergie électrique qui, dans une province riche en ressources hydroélectriques à faible intensité, a très peu d'impact en termes de GES.

A10.7.1.2 Transport routier (hausse de 34 %)

La hausse des émissions provenant des véhicules lourds à moteur diesel et des camions légers à essence trouve son pendant dans la baisse des émissions du transport ferroviaire et des voitures à essence. L'abandon du rail par l'industrie manufacturière pour le transport des matières premières et des produits finis se traduit par un accroissement des émissions des véhicules lourds à moteur diesel (camions de transport). On note aussi une nette préférence des consommateurs pour les camions légers à essence, au détriment des voitures à essence.

A10.7.1.3 Agriculture (hausse de 35 %)

Les émissions du secteur agricole, toutes sources confondues, affichent une hausse significative de 1,8 Mt d'éq. CO₂ entre 1990 et 2007. Les émissions de CH₄ résultant de la fermentation entérique et de la gestion des fumiers ont augmenté de 57 % et de 85 % respectivement, tandis que les émissions de N₂O résultant de la gestion des fumiers ont crû de 58 %, surtout à cause de la

hausse du cheptel de bovins de boucherie (53 %) et de porcs (142 %). La demande sans cesse croissante du marché américain s'est répercutée sur l'industrie du bovin de boucherie. Le marché du porc a également connu une croissance stable, avec une augmentation marquée de la production générale de porcs à partir de la fin des années 1990 et une demande pour des porcelets sevrés du Canada destinés à des fermes de finition dans le Midwest américain. L'utilisation accrue d'engrais azotés (26 %) a contribué à faire monter de 19 % les émissions de N₂O des sols agricoles.

A10.7.2 Changements à court terme (2004-2007)

Globalement, de 2004 à 2007, les émissions de la province ont légèrement augmenté de 0,1 Mt. Cette situation est avant tout attribuable à la croissance des émissions du transport routier (0,5 Mt) et à la réduction des émissions du secteur agricole (0,5 Mt) du fait d'une diminution du cheptel de bovins de boucherie (9 %) et de la demande en engrais azotés (7 %).

L'évolution des émissions à court terme du Manitoba est illustrée à la Figure A10-16.

A10.7.2.1 Résidentiel, commercial et institutionnel (baisse de 12 %)

À court terme, la baisse de 2,2 % des DJCh a contribué à réduire de 0,3 Mt les émissions des sous-secteurs commercial, institutionnel et résidentiel. Une diminution du nombre de degrés-jours de chauffage correspond à une consommation moindre de carburants pour le chauffage des bâtiments et à de faibles émissions de GES.

A10.7.2.2 Transport routier(hausse de 10 %)

La croissance des émissions du secteur du transport routier suit la courbe d'amélioration des conditions économiques pour les industries manufacturières et le secteur agricole et correspond à l'ouverture des frontières américaines aux bovins.

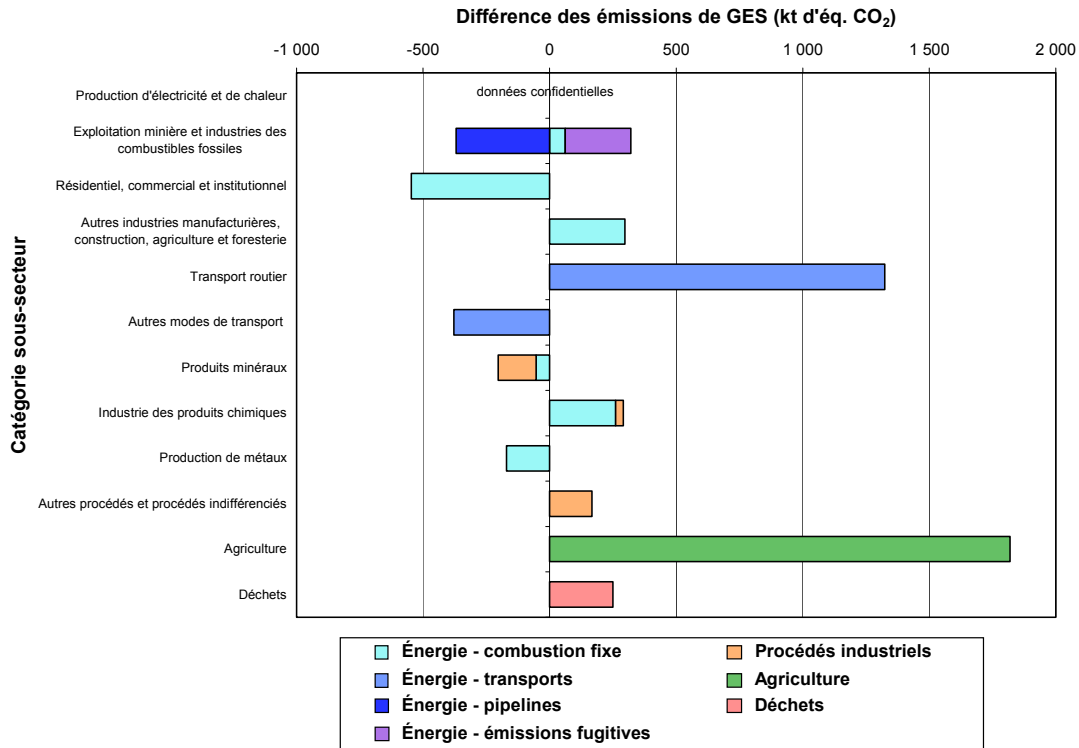


Figure A10-15: Tendances des émissions à long terme pour le Manitoba, 1990-2007

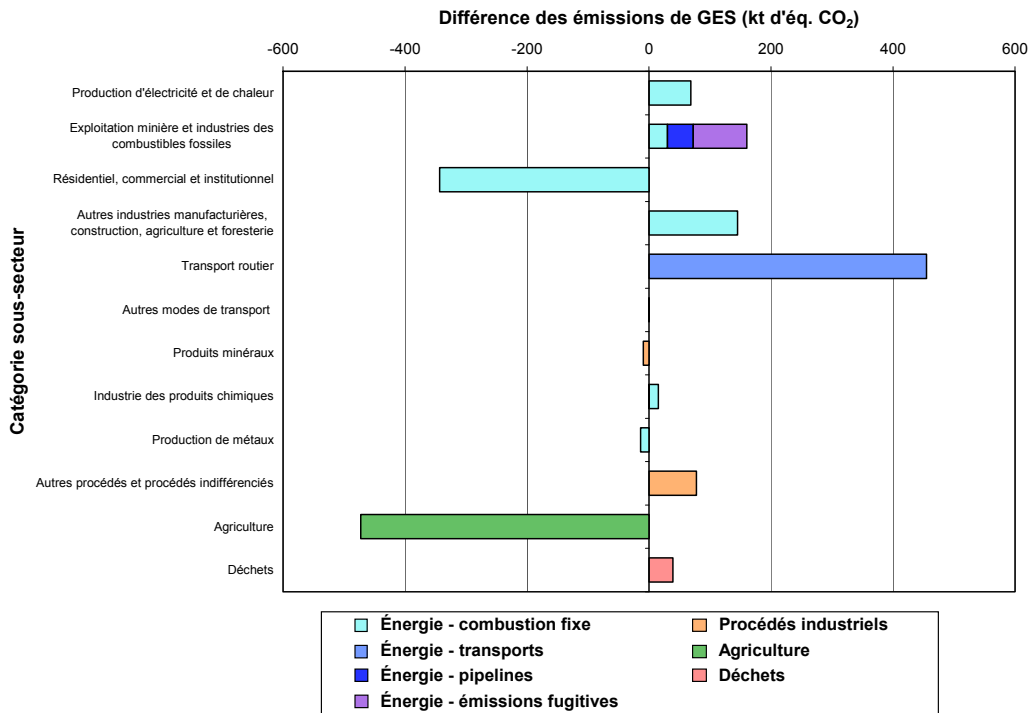


Figure A10-16: Évolution des émissions à court terme pour le Manitoba, 2004-2007

A10.8 Saskatchewan**Tableau A10-9: Émissions, économie, énergie et climat, Saskatchewan**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	43,418	71,509	72,073	71,160	71,977
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	64,7 %	66,0 %	63,9 %	65,8 %
Changement annuel	SO	SO	0,8 %	-1,3 %	1,1 %
PIB (millions)	27 793	37 741	38 970	38 860	39 834
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	35,8 %	40,2 %	39,8 %	43,3 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	1,56	1,89	1,85	1,83	1,81
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	0,64	0,53	0,54	0,55	0,55
Population (milliers de personnes)	1 007	995	990	988	997
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-1,2 %	-1,7 %	-1,9 %	-1,0 %
GES par personne (tonnes/personne)	43,1	71,9	72,8	72,1	72,2
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	941 824	385	665	999	631
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	60,3 %	57,3 %	58,3 %	55,5 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	383 228	500 276	529 951	531 985	545 767
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	30,5 %	38,3 %	38,8 %	42,4 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	289 911	349 191	375 457	379 790	397 522
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	20,4 %	29,5 %	31,0 %	37,1 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	5 583	5 857	5 586	5 345	5 660

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet

En 2007, la Saskatchewan a émis 72,0 Mt de GES (9,7 % des émissions totales du Canada), soit une hausse de 65,8 % par rapport à 1990 (Tableau A10-9). La province est le plus grand émetteur de GES par PIB et par habitant au Canada, avec un niveau respectivement plus élevé de 38 % et 0,2 % que l'Alberta, qui arrive au deuxième rang. La taille relativement réduite de sa population (moins de un million d'habitants) et son économie axée sur les ressources naturelles, notamment sur l'exploitation minière et l'industrie pétrolière et gazière, contribuent ensemble à rehausser le niveau des émissions de GES de la Saskatchewan par habitant au Canada. Le PIB a augmenté de 43,3 % entre 1990 et 2007, alors que la population a diminué de 1,0 %. La ventilation des émissions de GES de la Saskatchewan par secteur témoigne de la transition que vivent les provinces du centre et de l'ouest, dont les émissions sont de plus en plus associées à l'énergie. En effet, plus de 80 % des sources d'émission de la province sont regroupées dans les secteurs associés à l'énergie.

L'économie de la Saskatchewan repose essentiellement sur la production et l'exportation de ressources naturelles. Près de 95 % de la production de biens de la province dépend directement de ressources telles que les céréales, la potasse, l'uranium, le pétrole et le gaz naturel (Saskatchewan Bureau of Statistics 2007). Relativement faciles à extraire, les abondantes ressources naturelles souterraines de la province ont eu un effet considérable sur le développement économique. On estime que la province recèle environ 75 % des réserves mondiales de potasse et, en 2002, elle était la première région productrice d'uranium du monde. Parmi les provinces canadiennes, la Saskatchewan vient au second rang en matière de production pétrolière et gazière, devancée seulement par l'Alberta, et au troisième rang en ce qui a trait à la production de charbon (Saskatchewan Energy and Resources).

Près de 60 % de l'électricité produite dans la province provient de centrales au charbon, et la part de l'hydroélectricité varie de 14 % à 32 %, suivant les conditions hydrauliques (Statistique Canada, 2008d). La Saskatchewan a en outre investi de façon significative dans l'énergie renouvelable. Au début de 2006, le plus grand parc éolien du Canada, d'une puissance de 149,4 MW, était mis en service en Saskatchewan. L'énergie éolienne a permis de produire plus de 500 GWh d'électricité dans la province en 2007, soit environ 14 % de l'énergie éolienne produite au Canada (Association canadienne de l'énergie éolienne 2008b, SaskPower 2008).

L'agriculture a toujours fait partie intégrante de l'économie provinciale, mais l'exploitation minière, la foresterie et l'industrie pétrolière et gazière prennent de plus en plus d'importance. D'une superficie de plus de 650 000 km², dont près du tiers se compose de terres agricoles, la Saskatchewan produit plus de la moitié du blé cultivé dans l'Ouest canadien. L'industrie agricole de la province produit en outre de l'orge, du canola, des bovins et récemment des porcs.

A10.8.1 Tendances à long terme (1990-2007)

Entre 1990 et 2007, les émissions de la province ont crû de 65,8 % (28,6 Mt), soit un niveau beaucoup plus élevé que la moyenne nationale qui est de 26,2 %. Le secteur de l'énergie a contribué en majeure partie à la croissance à long terme des émissions, avec une hausse de 15,0 Mt (122 %) du secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles, une contribution (données confidentielles) du secteur de la production d'électricité et de chaleur et 2,6 Mt (64 %) de celui du transport routier.

Les tendances des émissions à long terme de la Saskatchewan sont illustrées à la Figure A10-17.

A10.8.1.1 Production d'électricité et de chaleur (données confidentielles sur la hausse)

Les centrales thermiques au charbon demeurent la principale source de production d'électricité, ce qui représente près de 60 % en 2007, en baisse tout de même par rapport aux 64 % atteints en 1990 (Statistique Canada, 2008d). Entre 1990 et 2007, la production d'électricité a fait un bond de 42 %, en majeure partie à cause de l'augmentation de la production des centrales alimentées au charbon. La production d'électricité des centrales au gaz naturel, hydroélectriques et éoliennes continue d'augmenter, mais la croissance de la demande a eu un effet plus marqué sur la hausse à long terme des émissions de GES que les changements de mode de production.

A10.8.1.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 122 %)

La Saskatchewan, deuxième plus grand producteur de pétrole du Canada, contribue pour 17 % à la production canadienne (Statistique Canada, 2008d). Depuis 1990, la production de pétrole a plus que doublé dans la province, tandis que la production de gaz naturel augmentait de près de 30 %. En 2007, on a foré 3 689 puits de gaz naturel et de pétrole dans la province, ce qui est nettement plus que les 1 315 puits en 1990 (CAPP, 2008). L'intensité de l'activité de forage à long terme a eu un effet sur le nombre de puits de production qui a augmenté de façon constante. Cette forte croissance explique la hausse appréciable des émissions fugitives et des émissions résultant de la production de combustibles fossiles.

La fermeté de la demande mondiale de ressources naturelles telles que la potasse et l'uranium a contribué à la hausse à long terme des émissions du secteur minier de la province. En Saskatchewan, la production de potasse a atteint 10,7 millions de tonnes en 2007 ayant été vendues la même année pour la somme record de 3,1 milliards (Saskatchewan Bureau of Statistics, 2008).

A10.8.1.3 Transport routier (hausse de 64 %)

On observe en Saskatchewan également un accroissement à long terme des émissions associées au transport routier, et en particulier aux camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) et aux véhicules lourds à moteur diesel. Le choix des consommateurs de remplacer les voitures à essence par des camions légers à essence demeure la raison la plus évidente de l'augmentation des émissions à long terme. On peut aussi attribuer la hausse des émissions des véhicules lourds à moteur diesel à une utilisation accrue, bien que, dans ce cas, cette hausse soit plutôt liée au rôle de ce type de véhicules dans les industries des mines et des combustibles fossiles.

A10.8.1.4 Agriculture (hausse de 47 %)

Les émissions du secteur agricole ont fait un bond de 3,8 Mt d'éq. CO₂ entre 1990 et 2007, en raison principalement d'une hausse de 63 % du cheptel de bovins. Cette situation est due essentiellement à l'expansion de l'industrie des bovins de boucherie par suite d'une augmentation de la demande sur le marché américain, bien que la consommation accrue d'engrais azotés synthétiques (87 %) et le cheptel de porcs (73 %) y aient aussi contribué. Une plus grande rotation des cultures (c'est-à-dire une réduction de la superficie en jachère) et une demande croissante pour des nutriments ont entraîné une augmentation de l'utilisation d'engrais azotés synthétiques.

A10.8.2 Changements à court terme (2004-2007)

De 2004 à 2007, les émissions de GES de la Saskatchewan ont crû de 0,5 Mt. Cette faible hausse est due à la croissance des émissions du secteur des autres modes de transport (1,6 Mt), qui a été compensée par la baisse des émissions découlant de la production d'électricité et de chaleur (1,4 Mt) et de l'agriculture (0,5 Mt).

L'évolution des émissions à court terme de la Saskatchewan est illustrée à la Figure A10-18.

A10.8.2.1 Production d'électricité et de chaleur (baisse de 8 %)

De 2004 à 2007, la production d'électricité a progressé de 9 % en Saskatchewan. Bien que la production des centrales thermiques au charbon soit demeurée relativement constante, la production hydroélectrique a grimpé de 81 % tandis que celle des centrales au gaz naturel a diminué de 23 % (StatistiqueCanada, 2008d, Saskpower, 2008). L'augmentation de la production d'électricité à partir de sources n'émettant pas de GES (y compris les éoliennes) a joué un rôle important dans la réduction à court terme des émissions de GES.

A10.8.2.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 1%)

À court terme, la fermeté de la demande mondiale de ressources telles que la potasse a contribué à la hausse des émissions de sources de combustion fixes dans le secteur minier de la Saskatchewan. Depuis 2004, la production provinciale de potasse a crû de 7 % (Saskatchewan Bureau of Statistics, 2008).

En revanche, la baisse de la production de pétrole brut lourd et de brut léger classique a fait chuter les émissions fugitives issues de l'évacuation de gaz de procédés. Les émissions découlant du transport de gaz naturel par gazoduc affichent également une légère baisse, qui se reflète dans la réduction de 6 % de la production de gaz naturel depuis 2004.

A10.8.2.3 Transport routier (hausse de 15 %)

On peut établir un lien entre la hausse à court terme des émissions du transport routier et la préférence des consommateurs pour des camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) et l'utilisation accrue des véhicules lourds à moteur diesel pour les besoins de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles.

A10.8.2.4 Autres modes de transport (hausse de 55 %)

L'utilisation plus grande des véhicules hors route à essence et à moteur diesel et des transports ferroviaires a eu pour effet d'accroître les émissions à court terme issues essentiellement de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles.

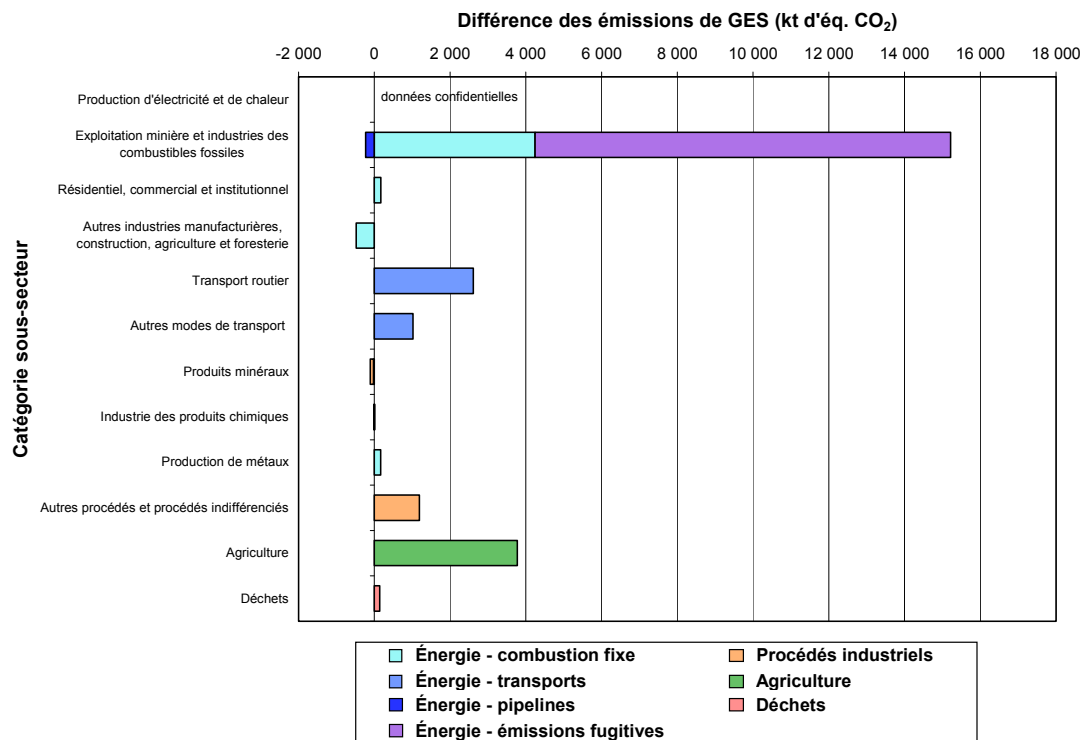


Figure A10-17: Tendances des émissions à long terme pour la Saskatchewan, 1990-2007

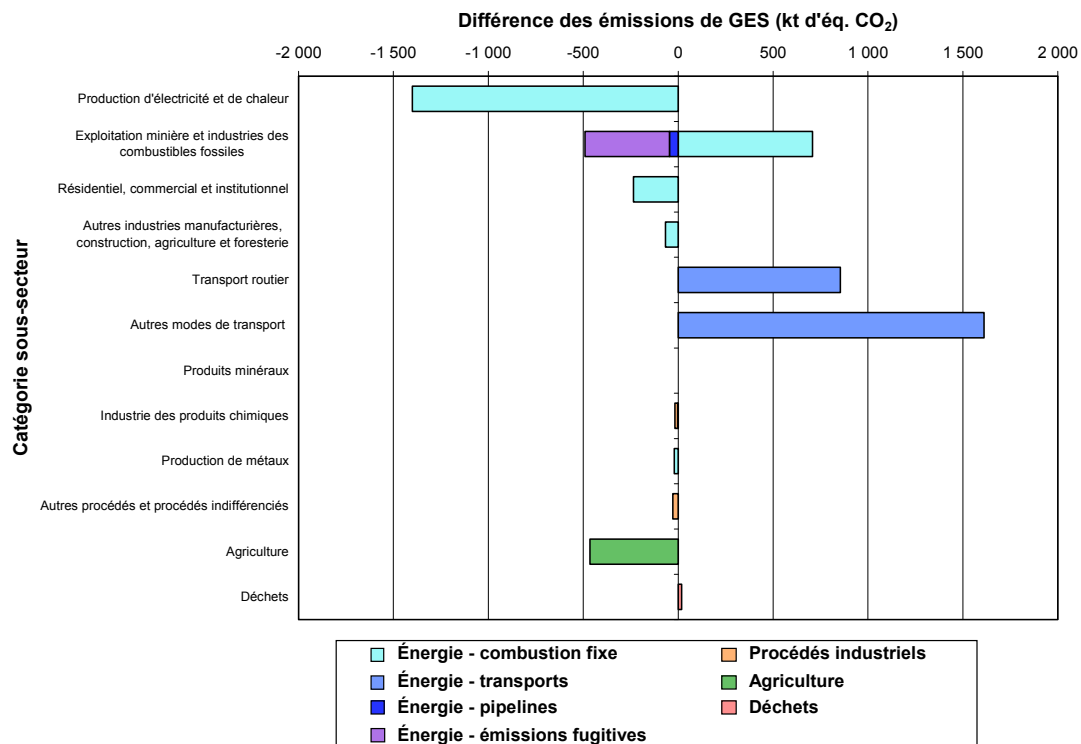


Figure A10-18: Évolution des émissions à court terme pour la Saskatchewan, 2004-2007

A10.9 Alberta**Tableau A10-10: Émissions, économie, énergie et climat, Alberta**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	171,007	233,695	229,855	233,358	245,731
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	36,7 %	34,4 %	36,5 %	43,7 %
Changement annuel	SO	SO	-1,6 %	1,5 %	5,3 %
PIB (millions)	98 683	163 564	171 416	181 791	187 493
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	65,7 %	73,7 %	84,2 %	90,0 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	1,73	1,43	1,34	1,28	1,31
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	0,58	0,70	0,75	0,78	0,76
Population (milliers de personnes)	2 547	3 208	3 281	3 371	3 474
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	26,0 %	28,8 %	32,3 %	36,4 %
GES par personne (tonnes/personne)	67,1	72,8	70,1	69,2	70,7
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	7 705	10 540	10 458	10 860	10 844
Changements intervenus depuis 1990 (%)	465	092	394	149	554
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	SO	36,8 %	35,7 %	40,9 %	40,7 %
Changements intervenus depuis 1990 (%)	1 760	2 567 908	2 533 839	2 596 235	2 809 415
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	SO	45,9 %	43,9 %	47,5 %	59,6 %
Changements intervenus depuis 1990 (%)	954 940	1 369 356	1 362 234	1 397 472	1 585 488
CLIMAT	SO	43,4 %	42,7 %	46,3 %	66,0 %
Degrés-jours de chauffage	5 064	5 293	5 061	4 824	5 113

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

En 2007, la province de l'Alberta était le plus grand émetteur de gaz à effet de serre au Canada, avec 33,2 % (245 7 Mt) de GES, soit 14,2 % du PIB du Canada, et 10,5 % de la population totale. Entre 1990 et 2007, le PIB et les émissions de GES ont augmenté respectivement de 90 % et de 43,7 % (Tableau A10-10). En 2007, l'Alberta a fourni l'impressionnante proportion de 64 % de la production primaire d'énergie du Canada, en grande partie à partir des combustibles fossiles, ce qui en a fait le dixième plus grand émetteur de GES par habitant, avec 70,7 t de GES par personne. Les émissions totales de GES de la province sont dominées par les émissions attribuables à la production d'énergie. En 2007, ces émissions étaient dues avant tout à la production d'électricité et de chaleur (55,3 Mt), à la production de combustibles fossiles (41,7 Mt), aux émissions fugitives de l'industrie du pétrole et du gaz (37 Mt) et à l'exploitation minière (11 Mt).

Toujours en 2006, l'Alberta comptait 21,6 % des exploitations agricoles du Canada et 40 % de l'ensemble du cheptel bovin du pays (Statistique Canada, 2007c). En 2005, le revenu agricole brut de l'Alberta atteignait 9,9 milliards de dollars, tandis que les dépenses d'exploitation se situaient à 8,8 milliards de dollars. L'Alberta est responsable de 31,8 % des émissions agricoles de GES du Canada.

Reconnue depuis longtemps comme la province de l'énergie, l'Alberta possède d'importantes réserves de gaz naturel, de pétrole brut et de charbon. L'économie de la province a grandement profité de la progression de la demande internationale pour ce type de ressources naturelles. Si on y inclut les réserves estimatives des sables bitumineux, les réserves de pétrole de la province se placent au deuxième rang mondial, devancées uniquement par celles de l'Arabie saoudite (Statistique Canada 2007a). La foresterie et l'agriculture sont deux autres volets essentiels de cette économie diversifiée et axée sur les ressources naturelles. La vigueur du secteur des ressources a contribué à créer une industrie manufacturière vivante et diversifiée, y compris l'industrie chimique, dont la capacité de production affiche une croissance depuis 1990

Depuis au moins cinq ans, l'économie de l'Alberta est le moteur principal de la croissance économique du Canada. L'énergie, les métaux de première fusion et les produits agricoles ont profité de hausses de prix et contribué à faire augmenter la valeur du dollar canadien. Les investissements commerciaux dans le secteur de l'énergie et des mines se poursuivent, 2007 ayant été une sixième année de croissance consécutive. En 2007, on a estimé à 16 milliards de dollars les investissements dans les sables bitumineux, soit environ trois fois plus que les 5,2 milliards investis en 2003 au moment où le prix du pétrole a commencé à monter. Les investissements dans les sables bitumineux ont également profité de la baisse constante de la production de pétrole brut conventionnel, conséquence de l'appauvrissement des puits de pétrole à haut rendement du bassin sédimentaire de l'Ouest canadien (Statistique Canada 2008d; Alberta Finance and Enterprise, 2008).

Considérant l'abondance des ressources de charbon de la province et son manque de ressources hydroélectriques, il n'est pas étonnant de constater que la majeure partie de l'électricité y est produite par des centrales thermiques au charbon. Contrairement à beaucoup d'autres provinces, l'Alberta occupe une situation géographique enclavée, ce qui signifie que les ressources hydroélectriques y sont difficilement accessibles ou peu rentables. C'est pourquoi l'hydroélectricité ne représente qu'un faible pourcentage de la production provinciale d'électricité. Cependant, l'Alberta ne produit pas uniquement de l'électricité à base de combustibles fossiles. Bien qu'enclavée, la province se situe du côté sous le vent des montagnes Rocheuses, ce qui lui confère un excellent potentiel de production d'énergie éolienne et solaire. C'est pourquoi on y a installé le premier parc éolien commercial au Canada en 1993.

A10.9.1 Tendances à long terme (1990-2007)

Entre 1990 et 2007, les émissions de GES ont bondi de 43,7 %, surtout en raison des hausses observées dans le sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles (35,2 Mt), de la production d'électricité et de chaleur (15,1 Mt) et du transport routier (7,7 Mt). Quant aux secteurs non liés à l'énergie, celui des autres procédés et procédés indifférenciés présente une augmentation de 4,2 Mt, tandis que les émissions du secteur agricole ont progressé de 5,1 Mt. Les baisses à long terme se limitent avant tout aux émissions de la combustion des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie (4,1 Mt).

Les tendances des émissions à long terme de l'Alberta sont illustrées à la Figure A10-19.

A10.9.1.1 Production d'électricité et de chaleur (hausse de 38 %)

La croissance démographique à long terme de l'Alberta dépasse 36 %, un facteur qui, combiné à l'effervescence du secteur des ressources naturelles, a fait grimper la demande en électricité. Les émissions de GES associées à la production ont fait un bond de près de 38 % tandis que la production augmentait de 41 %. À cause de la rareté des installations hydroélectriques de la province, les combustibles fossiles, facilement accessibles mais à forte intensité de GES, dominent les sources d'énergie. À elles seules, les centrales au charbon ont produit plus de 81 % de l'électricité de la province en 2007 (Statistique Canada, 2008b).

A10.9.1.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 54 %)

L'Alberta est de loin le plus grand producteur de combustibles fossiles au Canada, avec une production qui représente les deux tiers de tout le pétrole brut, 77 % de gaz naturel et 43 % de charbon en 2007. Bien que la production de gaz naturel en Alberta diminue lentement depuis le début du siècle à cause de la difficulté de trouver de nouveaux gisements, elle est encore 40 % plus élevée qu'en 1990. La production de charbon est restée relativement stable depuis 1990, alors que la production de pétrole brut augmente rapidement depuis la mise en œuvre de projets économiquement viables d'exploration et d'extraction des sables bitumineux vers la fin des années 1990. La production de pétrole brut a progressé de 37 % (Statistique Canada, 2008d) depuis 1990 avec l'augmentation de la production à partir de sources non classiques, telles que la récupération assistée des hydrocarbures et l'exploitation des sables bitumineux. En fait, depuis 1990–2007, la production de pétrole brut de qualité légère à moyenne accuse un recul de 53 %, tandis que la production de bitume naturel et de brut synthétique a progressé de 250 %, ce qui indique une croissance dans le secteur de l'extraction et la valorisation des sables bitumineux (Statistique Canada, 2008d).

Depuis 1990, on a ajouté au réseau provincial environ 11 000 km de gazoducs de distribution et près de 8 500 km (Statistique Canada, 2007b) de gazoducs de transport, ce qui a contribué à la croissance des émissions fugitives et des émissions découlant de sources de combustion fixes, notamment des compresseurs et des pompes utilisés pour le transport du gaz naturel. En outre, en 1990, on a foré 4 189 puits de gaz et de pétrole contre 16 238 puits en 2007 (ACPP, 2008), ce qui dénote une activité accrue dans le secteur gazier et pétrolier.

La croissance de l'activité gazière et pétrolière a eu pour effet d'accroître les émissions fugitives, celles des pipelines et des sources de combustion fixes dans le secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles, contribuant ainsi dans une proportion d'environ 50 % (35,2 Mt) aux émissions totales de la province, qui sont de 44 % (73,7 Mt) depuis 1990. Le sous-secteur qui a connu la croissance la plus grande est celui de l'exploitation minière et de l'extraction du pétrole et du gaz, qui affiche une progression de plus de 600 % (15,1 Mt) des émissions.

A10.9.1.3 Transport routier (hausse de 56 %)

L'augmentation à long terme des émissions du transport routier est due avant tout aux camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) et aux véhicules lourds à moteur diesel. Le choix des consommateurs de remplacer les véhicules à essence par des camions légers à essence demeure la raison la plus évidente de l'augmentation des émissions à long terme. On peut également établir une corrélation entre la hausse des émissions des véhicules lourds à moteur

diesel et l'utilisation accrue de ces véhicules pour des activités liées à l'exploitation des sables bitumineux en Alberta.

A10.9.1.4 Autres modes de transport (hausse de 95 %)

La hausse est marquée pour l'utilisation de véhicules hors route à moteur diesel et du transport ferroviaire en lien avec la production de sables bitumineux.

A10.9.1.5 Agriculture (hausse de 37 %)

Les émissions du secteur agricole ont fait un bond important de 5,1 Mt d'éq. CO₂ entre 1990 et 2007. Les émissions de méthane résultant de la fermentation entérique ont augmenté de 3,2 Mt depuis 1990, surtout à cause de la croissance de 46 % qu'a connue l'industrie des bovins de boucherie en réponse à la progression de la demande du marché américain. La demande accrue pour des engrais azotés synthétiques (21 %) a également contribué à la croissance des émissions.

A10.9.2 Changements à court terme (2004-2007)

Les émissions ont progressé de 12 Mt entre 2004 et 2007. Cette hausse est attribuable aux émissions plus élevées du sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles (5,4 Mt), de la production d'électricité et de chaleur (1,9 Mt) et du transport routier (2,5 Mt). La croissance des émissions a été neutralisée par une baisse des émissions dans les sous-secteurs des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie (1,3 Mt) et de l'industrie chimique (0,2 Mt).

L'évolution des émissions à court terme de l'Alberta est illustrée à la Figure A10-20.

A10.9.2.1 Production d'électricité et de chaleur (hausse de 3 %)

C'est surtout la hausse constante de la production et de la demande d'électricité qui est à l'origine de l'accroissement de 3,5 % (1,9 Mt) des émissions. Entre 2004 et 2007, la production d'électricité a progressé de 3,9 % (Statistique Canada, 2008d). Une augmentation de 72 % de la production d'électricité par des sources qui n'émettent pas de GES (éolienne et hydroélectrique) a permis de réduire les émissions des sources de production de combustibles fossiles à forte intensité de GES.

A10.9.2.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 6 %)

Comme nous le montrent les tendances à long terme, la croissance de l'industrie des sables bitumineux a également contribué à rehausser à court terme de 5,7 % (5,4 Mt) les émissions du sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles depuis 2004. La hausse des émissions découlant de l'exploitation des sables bitumineux et du transport par pipeline a quelque peu été compensée par la baisse des émissions fugitives.

La réduction des émissions associées à l'évacuation et au torchage a eu pour effet d'abaisser les émissions fugitives globales. Un nombre moindre de puits ont été forés en 2007 (16 238 puits) comparativement à 19 365 en 2004 (ACPP, 2008), ce qui a contribué à diminuer les émissions associées au torchage lors d'essais des puits. De plus, en 1997, la Clean Air Strategic Alliance (CASA) a constitué une équipe de projet axé sur le torchage de gaz dans le cadre de son mandat général qui est de gérer les questions liées à la qualité de l'air en Alberta (CASA, 2009). Par suite

de cette initiative, la quantité de gaz dissous éliminés par torchage a été considérablement réduite ces dernières années (ERCB, 2008).

A10.9.2.3 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (baisse de 45 %)

La baisse des émissions de GES des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie est en grande partie attribuable à la diminution des émissions des autres industries manufacturières. On ne peut expliquer avec certitude la cause exacte de cette baisse, mais il est possible qu'une modification de la structure économique de la province ait joué un certain rôle puisque cette catégorie englobe un grand ensemble d'industries diversifiées.

A10.9.2.4 Transport routier(hausse de 13 %)

L'augmentation à court terme des émissions des véhicules hors route à moteur diesel et des véhicules lourds à moteur diesel est due au soutien au secteur pétrolier et gazier, dans un contexte économique toujours bouillonnant. En 2006, le PIB a grimpé de 6,7 %, comparativement à 5,0 % en 2005 et la population s'est accrue de 2,7 %, comparativement à 2,3 % en 2005. La demande de biens et de services de soutien au secteur pétrolier et gazier et l'accroissement de la population poussent les émissions du transport routier à la hausse.

A10.9.2.5 Autres modes de transport (hausse de 33 %)

La croissance des émissions de véhicules hors route à moteur diesel se reflète aussi dans les émissions du secteur gazier et pétrolier.

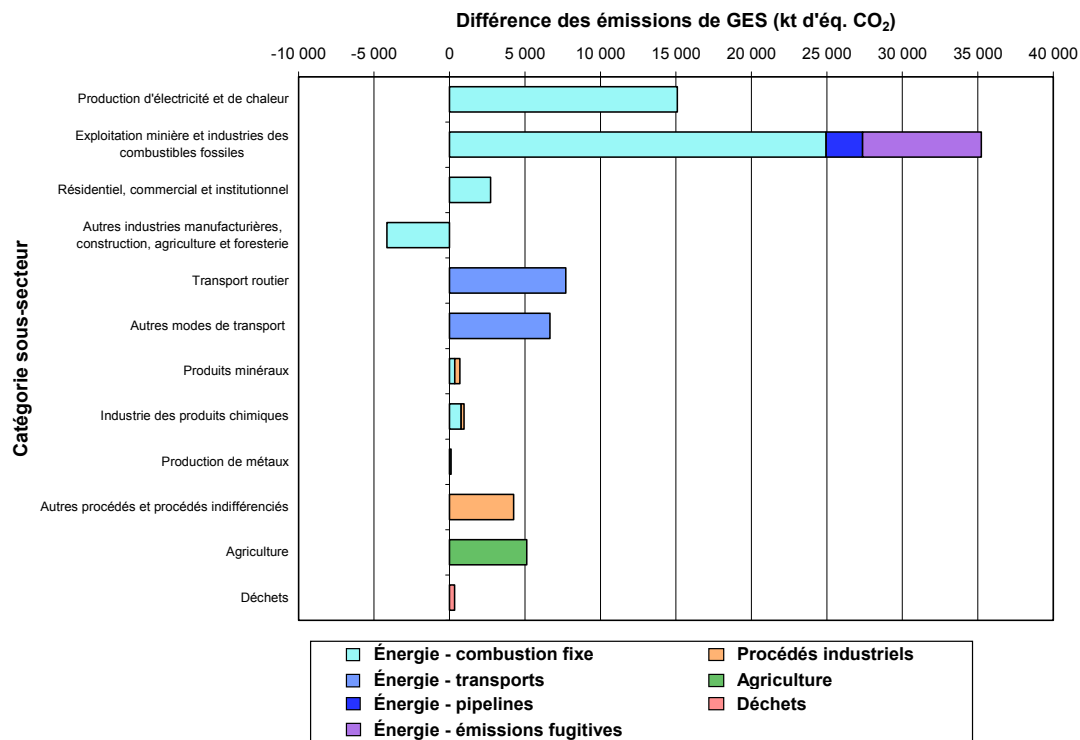


Figure A10-19: Tendances des émissions à long terme pour l'Alberta, 1990-2007

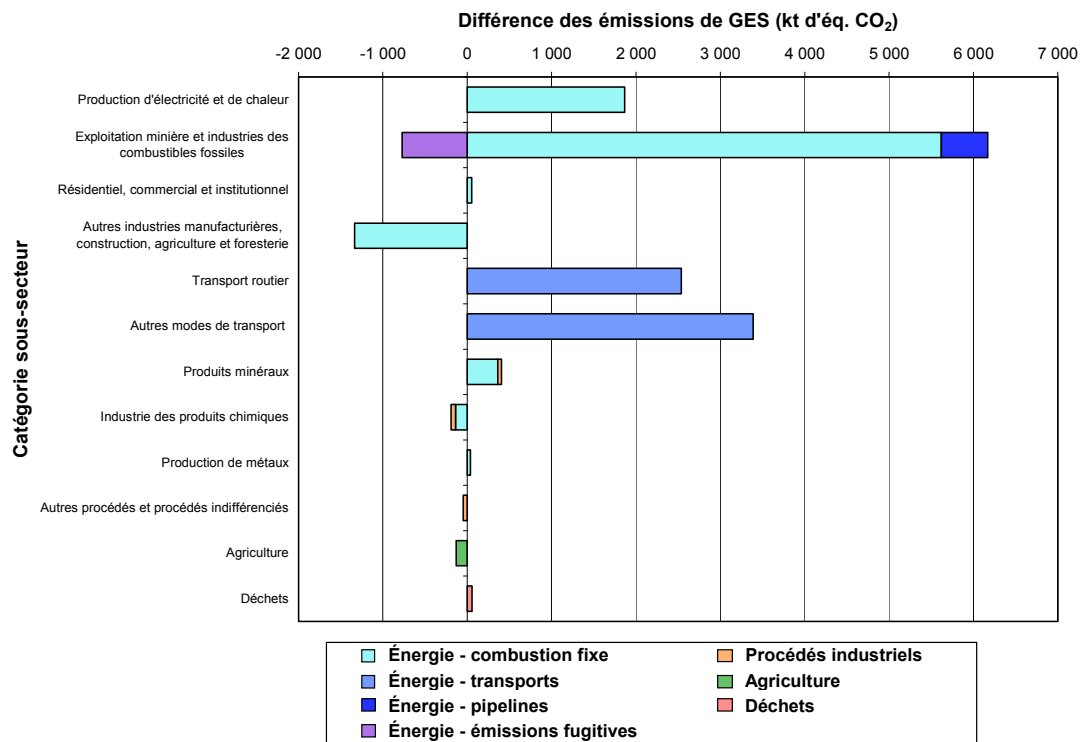


Figure A10-20: Évolution des émissions à court terme pour l'Alberta, 2004-2007

A10.10 Colombie-Britannique**Tableau A10-11: Émissions, économie, énergie et climat, Colombie-Britannique**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	49,187	63,903	61,228	60,269	63,061
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	29,9 %	24,5 %	22,5 %	28,2 %
Changement annuel	SO	SO	-4,2 %	-1,6 %	4,6 %
PIB (millions)	101 408	146 541	152 998	159 733	164 583
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	44,5 %	50,9 %	57,5 %	62,3 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,49	0,44	0,40	0,38	0,38
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	2,06	2,29	2,50	2,65	2,61
Population (milliers de personnes)	3 291	4 204	4 260	4 320	4 380
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	27,7 %	29,5 %	31,3 %	33,1 %
GES par personne (tonnes/personne)	14,9	15,2	14,4	14,0	14,4
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	1 486	2 139	2 165	2 083	2 120
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	43,9 %	45,7 %	40,2 %	42,6 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	862 850	620	826	996	734
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	24,8 %	24,9 %	20,3 %	28,6 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	740 892	918 712	904 138	889 849	946 184
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	24,0 %	22,0 %	20,1 %	27,7 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	2 911	2 527	2 694	2 725	2 882

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

En 2007, les 4,4 millions de résidents de la Colombie-Britannique ont produit au total 63,1 Mt de GES (Tableau A10-11) et contribué à hauteur de 164,6 milliards de dollars au PIB national. Cela représente 8,5 % des émissions totales de GES du Canada et 12,5 % du PIB total. Entre 1990 et 2007, les émissions totales de la province ont augmenté de 13,9 Mt ou 28,2 %, alors que le PIB et la population ont crû respectivement de 62,3 % et de 33,1 %. Si on examine les émissions de la Colombie-Britannique par secteur, on constate qu'en 2007, 86 % des émissions de GES provenaient de celui de l'énergie. En 2007, les 63,1 Mt d'émissions provenaient en majeure partie du transport routier (15,6 Mt), de la production de combustibles fossiles (6,3 Mt), des émissions fugitives liées au pétrole et au gaz naturel (5,5 Mt), aux industries manufacturières et à la construction (5,7 Mt).

L'économie de la Colombie-Britannique a longtemps reposé sur les ressources naturelles, notamment l'exploitation forestière et minière, mais elle mûrit depuis quelques années. Sa

diversification vers plusieurs activités non associées aux ressources naturelles s'est en partie imposée par suite des importantes fluctuations qu'ont subies les marchés internationaux des ressources naturelles, réputés pour leur variabilité. (Colombie-Britannique, Ministry of Advanced Education, 2006). Malgré cela, la foresterie, la production de métaux de première fusion (cuivre, or et zinc), l'exploitation minière et l'industrie pétrolière et gazière (charbon, pétrole et gaz naturel) continuent de jouer un rôle de premier plan dans l'économie de la province, tout comme les pêches et l'agriculture.

La situation géographique de la Colombie-Britannique en fait la porte vers l'Asie. Depuis quelques années, l'accroissement de la demande mondiale de ressources naturelles a poussé les prix de ces ressources à la hausse tout en modérant le prix des biens fabriqués au Canada. La réduction des prix s'est accentuée sous l'effet du raffermissement du dollar canadien. La croissance du sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles a contribué à stabiliser l'économie de la province, qui a subi les contrecoups de la baisse de la demande en bois d'œuvre et en pâtes et papiers en provenance des États-Unis. Les préparatifs en vue des Jeux olympiques de 2010 ont eu des effets positifs sur l'industrie de la construction de la province (BC Stats 2007; Colombie-Britannique, Ministry of Finance, 2007).

La Colombie-Britannique dispose de vastes ressources hydroélectriques. Environ 95 % de l'électricité produite dans la province est d'origine hydraulique, le reste étant produit en grande partie par des centrales au gaz naturel (Statistique Canada, 2008b). Profitant de sa situation géographique et de ses interconnexions avec l'Alberta et le nord-ouest des États-Unis, la province est devenue un exportateur d'électricité majeur et rentable (BC Hydro, 2008). Grâce à sa grande puissance hydroélectrique, la province a pu mettre en œuvre un système de retenue d'énergie, aux termes duquel elle importe de l'énergie durant les périodes creuses en prévision de la production en périodes de pointe. Comme la plupart des provinces dotées d'une importante industrie de pâtes et papiers, la Colombie-Britannique utilise la biomasse pour produire de l'électricité, mais la quantité produite est négligeable par rapport au total de l'approvisionnement.

A10.10.1 Tendances à long terme (1990-2007)

Les tendances à long terme révèlent que les émissions provinciales se sont accrues de 13,9 Mt (27,5 %). Cette augmentation des émissions à long terme a été induite par la croissance des sous-secteurs de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles (5,8 Mt), du transport routier (4,1 Mt), des autres modes de transport (2,3 Mt) et des produits minéraux (1,2 Mt), qui a été compensée par la baisse des émissions de l'industrie chimique (0,4 Mt), de la production de métaux (0,3 Mt) et des autres procédés et procédés indifférenciés (0,5 Mt).

Les tendances des émissions à long terme de la Colombie-Britannique sont illustrées à la Figure A10-21.

A10.10.1.1 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 74 %)

La Colombie-Britannique est le deuxième plus important producteur de gaz naturel du Canada. En 2007, sa production représentait 15 % du total national (Statistique Canada, 2008d), soit une hausse d'environ 150 % du total provincial par rapport à 1990. On a noté une hausse significative des émissions fugitives et de celles des sources de combustion fixes du sous-secteur des industries des combustibles fossiles, qui représentaient plus de 85 % (5,0 Mt) de l'augmentation de 5,8 Mt des émissions du sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles.

La Colombie-Britannique dispose également d'une industrie minière classique très active, dont l'exploitation minière de métaux variés (p. ex. le cuivre, l'or, l'argent, le plomb, le zinc, etc.), du charbon, des minéraux industriels (p. ex. le ciment, le gypse, etc.) et des agrégats de construction. La croissance des émissions découlant de l'exploitation des minéraux industriels pour la production de ciment, qui a plus que doublé depuis 1990, contribue à accroître les émissions de sources de combustion fixes. De plus, la production d'agrégats de construction affiche une hausse de 2 % et contribue à l'augmentation des émissions générales du secteur minier, la croissance de l'extraction de minerais (8,4 Mt ou 257 %) étant compensée par une réduction de la quantité de sable et de gravier extraite (7,7 Mt ou 19 %) (Colombie-Britannique, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources, 2009).

A10.10.1.2 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (hausse de 2 %)

Les émissions à long terme des autres industries manufacturières, de la construction, de l'agriculture et de la foresterie ont crû de 0,1 Mt en raison d'une diminution importante des émissions du sous-secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie qui compense une hausse plus importante encore des émissions des autres industries manufacturières. Le secteur des pâtes et papiers de la Colombie-Britannique a ressenti les effets d'une baisse de la demande attribuable à la crise du logement aux États-Unis et à la faiblesse de la demande dans le monde entier pour du papier journal, ce qui a nui aux exportations (BC Stats, 2008). De nombreux sous-secteurs de la catégorie des autres industries manufacturières (tels que la fabrication de métaux et la transformation des aliments) ont bénéficié depuis 1990 d'une forte croissance des exportations vers les pays côtiers du Pacifique, ce qui a entraîné une hausse des émissions de GES au fur et à mesure de la croissance du secteur.

A10.10.1.3 Transport routier (hausse de 36 %)

La croissance démographique et le remplacement des voitures à essence par des camions légers à essence (VUS, fourgonnettes et camionnettes) ont aussi contribué à rehausser le niveau des émissions par rapport à celui de 1990. Cette tendance s'observe dans tout le pays, au fur et à mesure que les gens remplacent leurs véhicules usagés. La hausse des émissions des véhicules lourds à moteur diesel est sans doute associée à la réduction des émissions du transport ferroviaire, de plus en plus remplacé par le camionnage pour le transport des marchandises, en partie à cause de la progression des échanges commerciaux internationaux avec les pays côtiers du Pacifique. L'utilisation accrue de ce type de véhicules par l'industrie des combustibles fossiles contribue également à la hausse à long terme des émissions de GES.

A10.10.1.4 Autres modes de transport (hausse de 38 %)

L'augmentation des émissions des autres modes de transport est essentiellement attribuable à l'utilisation accrue de transports maritimes intérieurs et de véhicules hors route à moteur diesel. La multiplication des échanges commerciaux avec les pays côtiers du Pacifique et l'activité accrue de l'industrie des combustibles fossiles ont vraisemblablement été des forces motrices de changement.

A10.10.2 Changements à court terme (2004-2007)

De 2004 à 2007, les émissions de GES de la Colombie-Britannique ont reculé de 0,8 Mt (1,3 %). Cette baisse est principalement due aux sous-secteurs de la production d'électricité et de chaleur (0,3 Mt), au transport routier (0,2 Mt) et aux autres modes de transport (0,7 Mt).

L'évolution des émissions à court terme de la Colombie-Britannique est illustrée à la Figure A10-22.

A10.10.2.1 Production d'électricité et de chaleur (baisse de 16 %)

Les émissions de GES découlant de la production d'électricité et de chaleur affiche un recul de 0,3 Mt, ou 16,4 %, entre 2004 et 2007. Les niveaux d'eau étaient bas dans les réservoirs hydroélectriques de la province en 2004, ce qui a eu un impact sur la production d'hydroélectricité (BC Hydro, 2008). En 2008, l'augmentation de la production hydroélectrique a contribué à réduire la production d'électricité par des centrales alimentées au gaz naturel, la production générale a alors crû de 19 % par rapport à 2004 (Statistique Canada, 2008d). La baisse des émissions de GES était avant tout attribuable à la plus faible consommation de gaz naturel.

A10.10.2.2 Exploitation minière et industries des combustibles fossiles (hausse de 4 %)

Les émissions fugitives découlant des activités gazières et pétrolières affichent une hausse de 8 % (0,4 Mt) depuis 2004. La majeure partie de cette hausse s'explique par l'accroissement des émissions d'évacuation pendant le traitement du gaz naturel, découlant de l'augmentation de 1,3 % de la production de gaz naturel depuis 2007 (Statistique Canada, 2008d).

La croissance à court terme des émissions fugitives dans le sous-secteur de l'exploitation minière et des industries des combustibles fossiles a été compensée par une réduction des émissions découlant de la combustion de gaz naturel le long d'un gazoduc. Les émissions de sources de combustion fixes dans ce sous-secteur ont progressé du fait de l'accroissement de l'activité liée au gaz naturel ainsi que de la forte demande et des cours élevés des ressources naturelles du secteur minier classique. Depuis 2004, la production de cuivre en Colombie-Britannique s'est accrue de 3 % (8 kt), l'exploitation de minéraux industriels pour la production de ciment a progressé de 12 % (294 kt) et les agrégats de construction (sable, gravier et autres roches) ont augmenté de 10 % (3 964 kt) (Colombie-Britannique, Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources 2009).

A10.10.2.3 Autres industries manufacturières, construction, agriculture et foresterie (hausse de 4 %)

La croissance des émissions des autres industries manufacturières a été compensée par une baisse de 27 % des émissions du sous-secteur des pâtes et papiers et de l'imprimerie et était principalement responsable de l'augmentation globale des émissions de cette catégorie.

A10.10.2.4 Autres modes de transport (baisse de 8 %)

Une utilisation plus conservatrice d'autres modes de transport du fait de la hausse des cours du pétrole et d'une légère baisse de la demande qui a entraîné une diminution de l'utilisation de transports aériens intérieurs et de véhicules hors route à moteur diesel.

A10.10.2.5 Production de métaux (baisse de 15 %)

Bien que la production d'aluminium ait progressé de façon constante au Québec, la situation était plutôt tout le contraire en Colombie-Britannique. La baisse de production a entraîné une diminution de 19 % (0,3 Mt d'éq. CO₂) des émissions liées aux procédés.

A10.10.2.6 Agriculture (baisse de 13 %)

Depuis 2004, on attribue la chute importante des émissions (0,4 Mt d'éq. CO₂) à la diminution du cheptel de bovins de boucherie (17 %), de vaches laitières (10 %) et de l'utilisation d'engrais azotés synthétiques (31 %). En Colombie-Britannique, les producteurs de bovins de boucherie ont connu de nombreuses difficultés ces dernières années. Des troupeaux de bovins qui ont été dispersés en Alberta, car de nombreux producteurs remettaient en question l'avenir de l'industrie. De même, la taille de l'industrie laitière a également diminué en raison de la concurrence accrue sur le marché des céréales fourragères et des prix du pétrole.

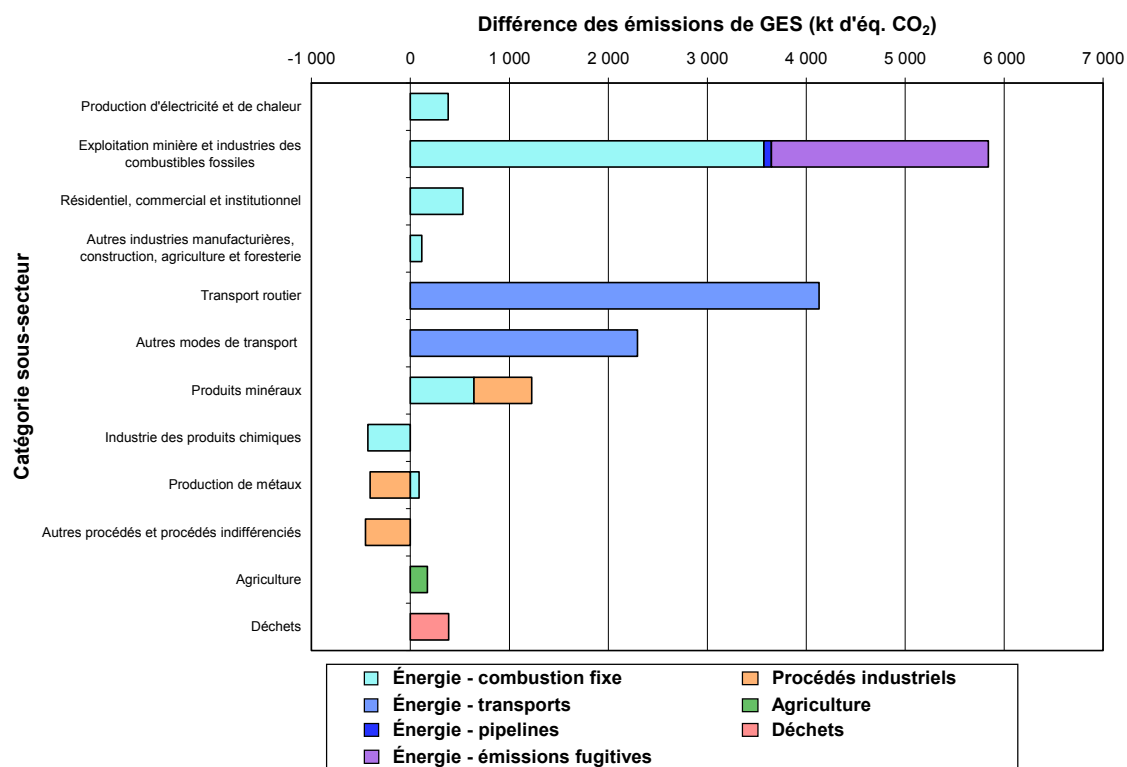


Figure A10-21: Tendances des émissions à long terme pour la Colombie-Britannique, 1990-2007

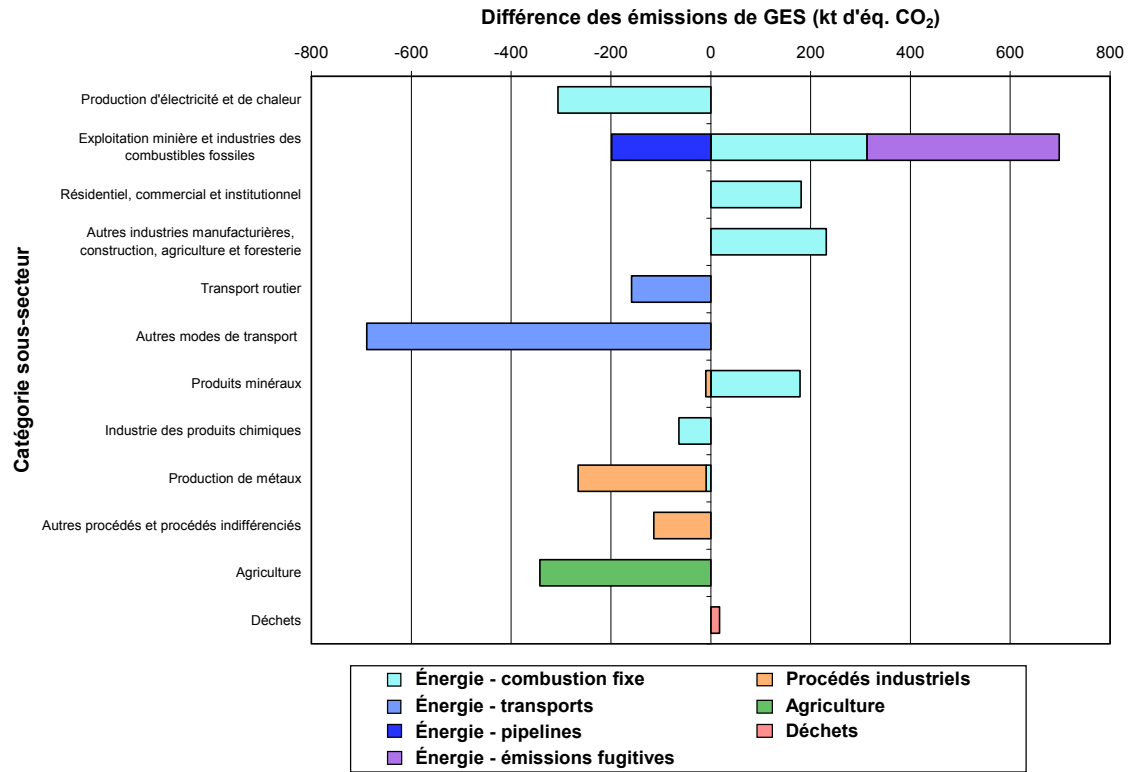


Figure A10-22: Évolution des émissions à court terme pour la Colombie-Britannique, 2004-2007

A10.11 Yukon, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut**Tableau A10-12: Émissions, économie, énergie et climat, émissions totales des territoires**

ÉMISSIONS, ÉCONOMIE et ÉNERGIE	1990	2004	2005	2006	2007
Total des émissions de GES (Mt)	2,047	2,067	1,924	1,767	2,243
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	1,0 %	-6,0 %	13,7 %	9,6 %
Changement annuel (%)	SO	SO	-6,9 %	-8,2 %	26,9 %
PIB (millions)	3 578	5 825	5 887	6 135	6 705
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	62,8 %	64,5 %	71,5 %	87,4 %
Intensité des émissions de GES (Mt/milliards de dollars PIB)	0,57	0,35	0,33	0,29	0,33
Efficacité des GES (G\$ PIB/Mt)	1,75	2,82	3,06	3,47	2,99
Population (milliers de personnes)	87	103	104	104	105
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	18,7 %	19,2 %	19,5 %	20,3 %
GES par personne (tonnes/personne)	23,5	20,0	18,5	17,0	21,4
Production d'énergie (primaire seul.) (PJ)	84 872	84 377	71 202	62 033	57 657
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	-0,6 %	-16,1 %	26,9 %	-32,1 %
Approvisionnement net (primaire et secondaire) (PJ)	28 654	29 326	27 644	25 675	31 554
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	2,3 %	-3,5 %	10,4 %	10,1 %
Consommation d'énergie – demande finale (primaire et secondaire) (PJ)	24 688	25 831	24 740	23 458	29 323
Changements intervenus depuis 1990 (%)	SO	4,6 %	0,2 %	-5,0 %	18,8 %
CLIMAT					
Degrés-jours de chauffage	7 967	7 626	6 891	7 124	7 432

Notes :

PIB, en termes de dépenses, dollars chaînés de 2002.

SO = Sans objet.

En 1990 (année de référence du RIN), le Canada ne comptait que deux territoires, le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest. En 1999, un troisième, le Nunavut, s'est ajouté, créé de la division des Territoires du Nord-Ouest. Les limites des données nous empêchent de présenter séparément les indicateurs économiques de chaque territoire. Ensemble, les territoires du Canada représentaient 2,2 Mt (Tableau A10-12) ou 0,3 % du total national des GES et 0,5 % du PIB national en 2007. L'analyse qui suit porte d'une part sur les émissions de GES du Yukon et, d'autre part, sur les émissions regroupées des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut.

Tableau A10-13: Tendances des émissions de GES, Yukon

	1990	2004	2005	2006	2007
Émissions totales de GES (Mt)	0,53	0,40	0,38	0,40	0,40
Croissance depuis 1990	SO	-24,2%	-27,5%	-24,8%	-24,6%
Changement annuel	SO	SO	-4,4%	3,8%	0,3%

Note : SO = sans objet.

Le Yukon, dont les émissions totales de GES en 2007 s'élevaient à 0,4 Mt (Tableau A10-13), a enregistré une baisse de 24,6 % depuis 1990, qui s'explique surtout par la diminution des émissions de combustion de la production d'électricité et de chaleur, du sous-secteur commercial et institutionnel et des automobiles à essence. Malgré la baisse globale, on observe une augmentation des émissions de l'industrie des combustibles fossiles et des émissions associées au transport, notamment aux véhicules lourds à moteur diesel utilisés pour le transport des marchandises, ainsi que dans l'industrie des combustibles fossiles.

Depuis 1990, la population du Yukon s'est accrue d'environ 12 %, mais le taux d'émissions par habitant a reculé, passant de 17,4 à 12,9 t GES par habitant ce qui place le Yukon parmi les régions canadiennes les moins productrices de GES par personne; seul le Québec affiche un meilleur résultat. La progression à long terme des émissions de l'industrie des combustibles fossiles provient surtout des installations d'extraction du gaz naturel et du transport par pipeline du produit brut, envoyé en Colombie-Britannique à des fins d'épuration. La production de gaz naturel au Yukon a commencé en 1992, pour atteindre un sommet en 1999 et diminuer continuellement par la suite.

Depuis plus d'un siècle, le développement économique du Yukon est étroitement lié à l'industrie minière. L'exploitation minière perd cependant du terrain au profit du développement pétrolier et gazier, du tourisme et de l'administration publique. Malgré le fort ralentissement des activités minières à la fin des années 1990 et au début du 21^e siècle, on observe actuellement une reprise de l'exploration minérale, pétrolière et gazière, attribuable au cours élevé des minéraux. Le Yukon compte une seule installation de production d'hydrocarbures, le champ gazier Kotaneelee, dont la production de gaz naturel brut est envoyée par pipeline à la province voisine, la Colombie-Britannique, pour épuration (Yukon 2008).

Au Yukon, les services publics produisent principalement de l'hydroélectricité, mais possèdent des génératrices d'appoint au diesel. La province s'est en outre dotée de deux éoliennes, installées près de Whitehorse, la première en 1993 (Yukon Energy, 2001).

Tableau A10-14: Tendances des émissions de GES, Territoires du Nord-Ouest et Nunavut

	1990	2004	2005	2006	2007
Émissions totales de GES (Mt)	1,52	1,67	1,54	1,37	1,84
Croissance depuis 1990	SO	9,8 %	1,6 %	-9,8 %	21,6 %
Changement annuel	SO	SO	-7,5 %	-11,2 %	34,7 %

Note : SO = sans objet.

Le territoire du Nunavut (« notre terre » en Inuktitut) a été créé en 1999 de la division des Territoires du Nord-Ouest, la partie ouest demeurant les Territoires du Nord-Ouest et la partie est devenant le Nunavut. Toutes les données sur les émissions de GES antérieures à 1999 concernent

l'ensemble de ce qui était à l'époque les Territoires du Nord-Ouest. Dans l'étude qui suit, nous traiteront séparément des Territoires du Nord-Ouest et du Nunavut dans la mesure du possible.

Les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut ont émis environ 1,84 Mt de GES en 2007 (Tableau A10-14). Il s'agit d'un bond de 21,5 % par rapport à 1990, qui est surtout attribuable à l'augmentation des émissions des sous-secteurs du transport routier et des autres modes de transport. Compte tenu de grandes distances qui séparent les industries des agglomérations, il n'est pas étonnant de constater la croissance de ces émissions. Depuis 1990, la population confondue de ces régions a augmenté de 24,4 % pour s'établir à environ 74 000 habitants, alors que les émissions de GES par tête se sont chiffrées à 25 t en 2007, soit une hausse de 4,5 % par rapport à 1990.

À cause de l'ampleur des émissions, il est difficile d'analyser les changements à court terme. En effet, l'incertitude et la variabilité associées aux données risquent fort d'avoir des effets plus importants que les changements d'une année à l'autre suscités par des facteurs économiques.

De façon similaire au Yukon, la production de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest accuse un déclin depuis le sommet atteint en 2001, tout comme la production de pétrole brut, qui diminue depuis 1990. De plus, la diminution de la production de combustibles fossiles a entraîné une réduction des émissions fugitives à court et à long terme.

L'électricité produite dans les Territoires du Nord-Ouest est principalement d'origine hydraulique. Parmi les autres sources figurent surtout des centrales au diesel. Depuis 1990, les services publics ont grandement amélioré leurs installations dans le but de réduire la consommation de diesel et d'augmenter la puissance hydroélectrique. L'augmentation de la production des centrales alimentées au gaz naturel a également compensé la production de diesel (NWTPC, non daté). Au Nunavut, toute l'électricité provient de centrales au diesel, et la plupart des bâtiments sont chauffés au mazout. L'éloignement de certaines collectivités et l'absence de routes pour y accéder signifient que l'avion constitue parfois le seul moyen de transport.

Les tendances des émissions à long terme au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut sont illustrées respectivement aux Figure A10-23 et Figure A10-24. Les tendances des émissions à court terme au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest et au Nunavut sont illustrées respectivement aux Figure A10-25 et Figure A10-26.

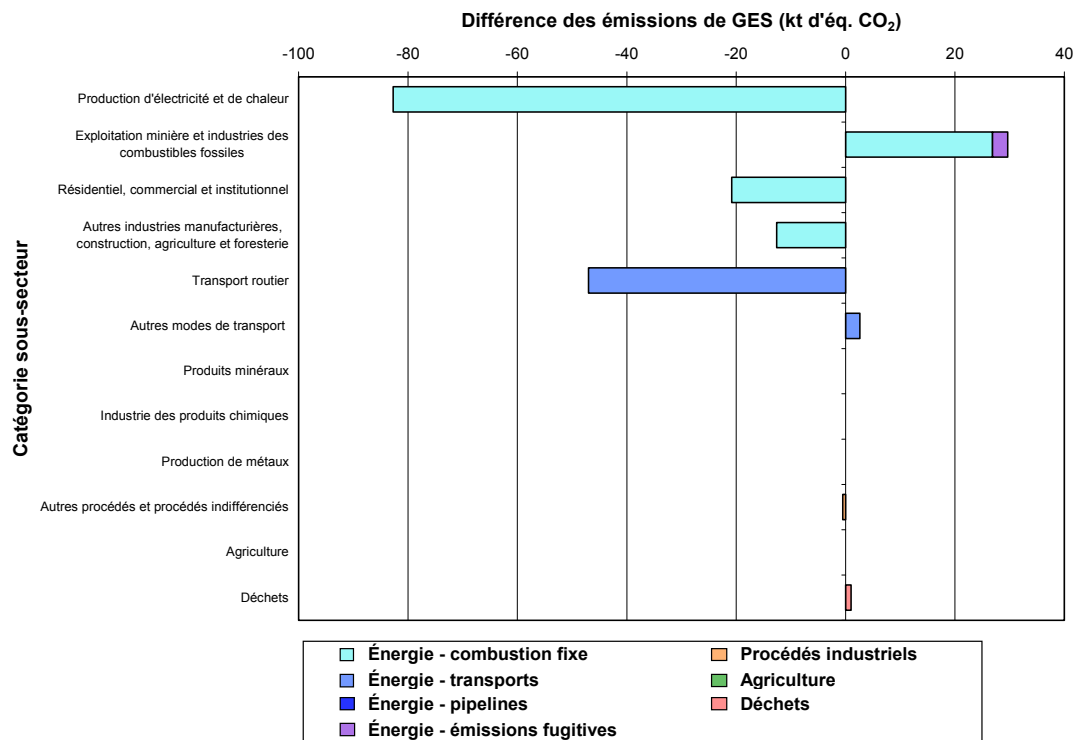


Figure A10-23: Tendances des émissions à long terme pour le Yukon, 1990-2007

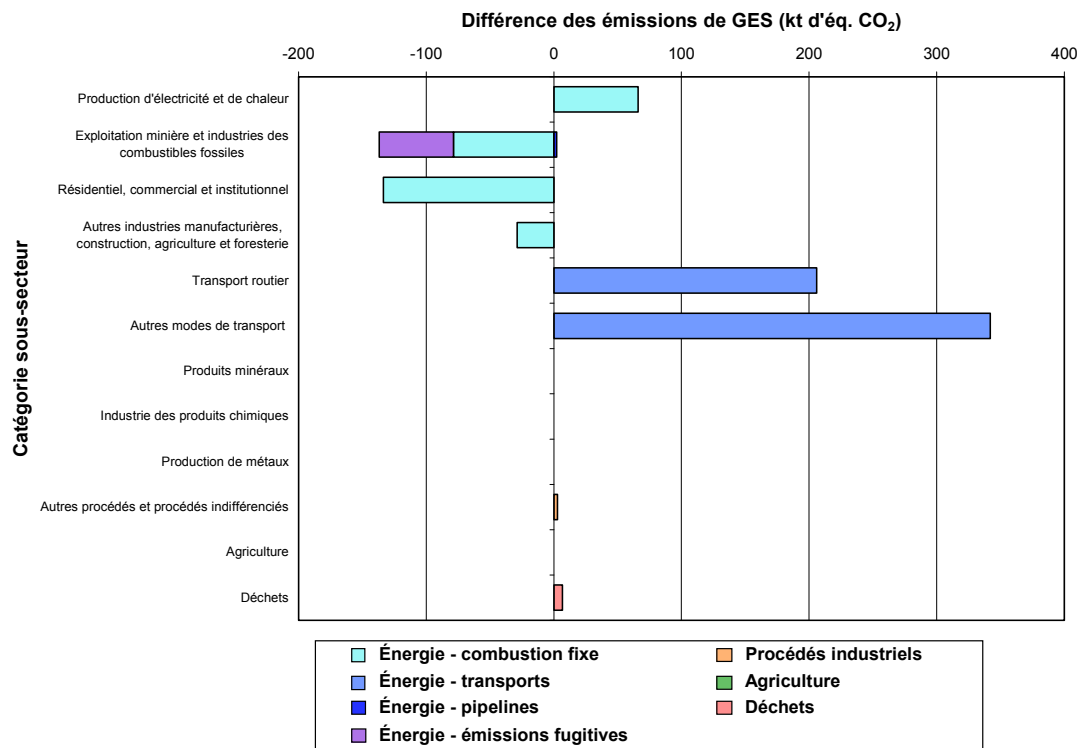


Figure A10-24: Tendances des émissions à long terme pour les Territoires du Nord-Ouest, 1990-2007

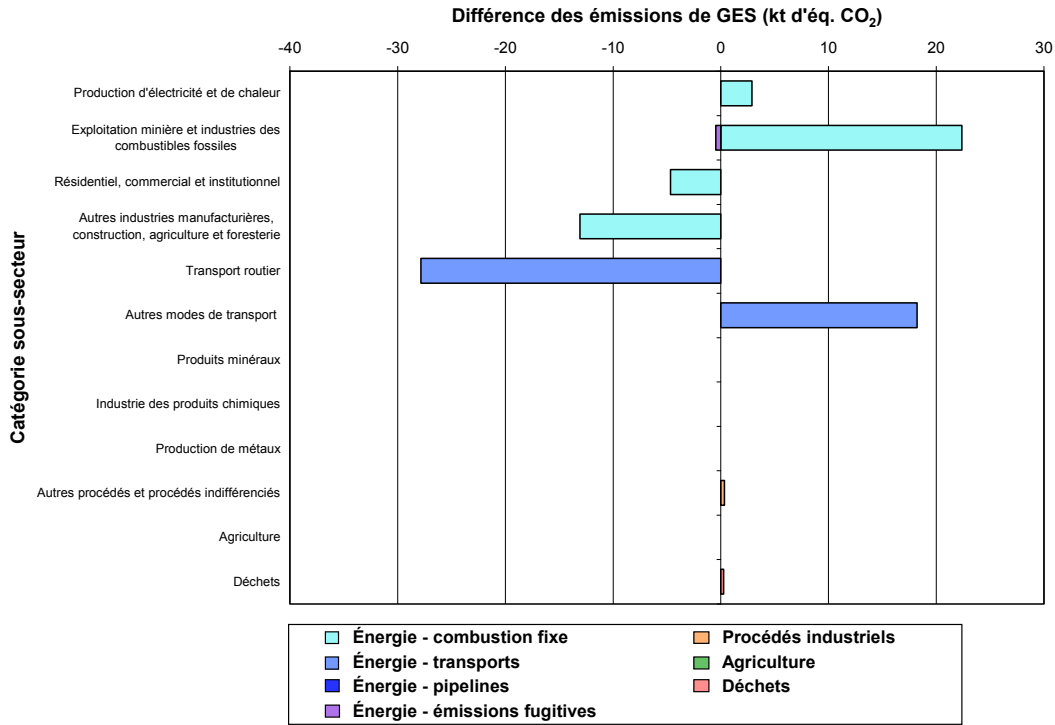


Figure A10-25: Évolution des émissions à court terme pour le Yukon, 2004-2007

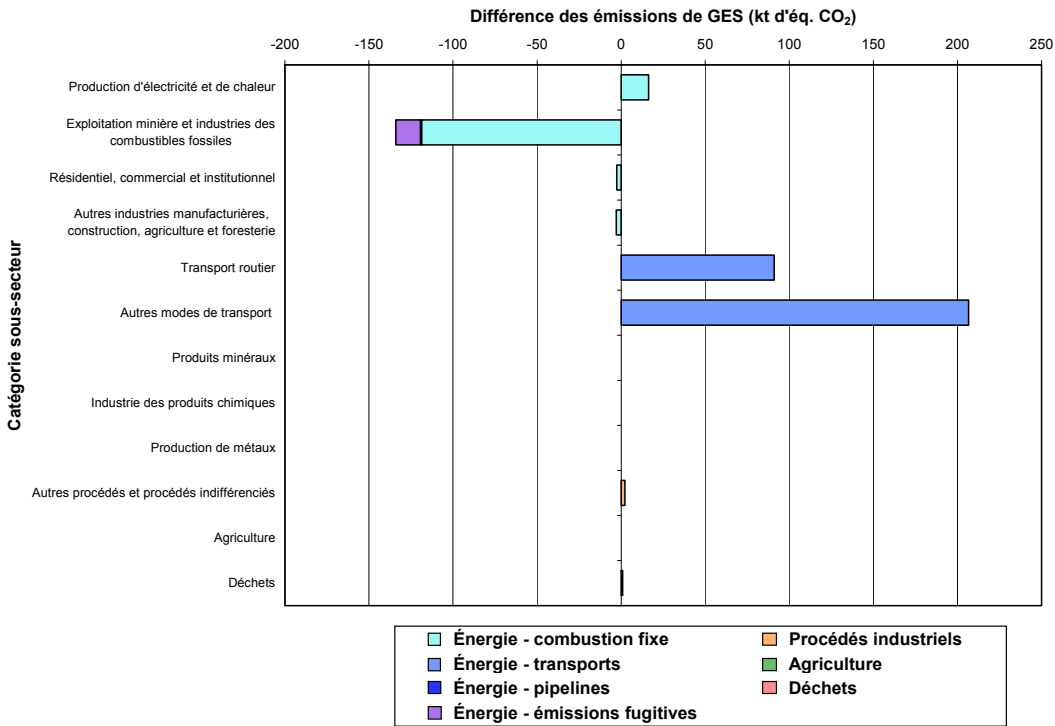


Figure A10-26: Évolution des émissions à court terme pour les Territoires du Nord-Ouest et le Nunavut, 2004-2007

Annexe 11 Tableau des émissions de gaz à effet de serre pour le Canada, 1990–2007

L'annexe 11 présente les tableaux-synthèses qui illustrent les émissions de GES (Tableau A11-1) par province ou territoire, par secteur et par an (Tableau A11-1 à Tableau A11-28). Pour tenir compte de la création du Nunavut en 1999, nous présentons les émissions du Nunavut et des Territoires du Nord-Ouest en deux séries chronologiques distinctes pour la période de 1999 à 2007 (Tableau A11-24 et Tableau A11-26), et combinées dans un même tableau (Tableau A11-28) pour la période allant de 1990 à 1998.

Même si les lignes directrices de déclaration de la CCNUCC n'exigent pas de données plus précises que celles produites à l'échelle nationale, il est considéré comme important que le Canada, compte tenu des disparités régionales, fournisse des données provinciales et territoriales. Notez bien qu'il se peut qu'en raison de l'arrondissement et de la suppression des données confidentielles, les totaux des émissions provinciales et territoriales n'équivalent pas aux totaux nationaux. Plus précisément, les totaux des émissions provinciales et territoriales n'incluent pas

- les émissions HFC-23 provenant de production des HCFC-22;
- la consommation d'halocarbures et de SF₆ (utilisés lors de la fabrication de semi-conducteurs, et les émissions fugitives des systèmes de climatisation et de réfrigération);
- le CO₂ résultant de l'utilisation du calcaire, dolomite, magnésite et du carbonate de sodium.

À noter en outre que de nombreuses provinces font leur propre inventaire des émissions de GES, en ayant parfois recours à différentes méthodes, sources de données ou catégories de sources de GES. Tandis que le Canada dresse son inventaire national conformément aux lignes directrices du GIEC et à ses obligations internationales, les gouvernements provinciaux peuvent très bien élaborer une structure d'inventaire qui convienne spécifiquement à leurs besoins. C'est pourquoi, même si Environnement Canada incite les auteurs du Rapport d'inventaire national annuel à collaborer avec les provinces à des fins d'assurance de la qualité et d'amélioration continue de l'ouvrage, et demande aux diverses instances d'uniformiser leurs estimations, il peut arriver que certaines estimations provinciales des GES utilisées pour calculer les émissions nationales aux fins du présent rapport diffèrent des estimations faites par les gouvernements provinciaux.

Tableau A11-1 : Description de la catégorie**ÉNERGIE****a. Sources de combustion fixes**

Production d'électricité et de chaleur	Émissions de combustible consommé par : Production d'électricité par les services publics et l'industrie
Production d'électricité	Production d'électricité par les services publics et l'industrie
Production de chaleur	Production de vapeur (pour la vente)
Industries des combustibles fossiles	Émissions de combustible consommé par :
Raffinage et valorisation du pétrole	Industries de raffinage et de production du pétrole (incluant les installations en amont)
Production de combustibles fossiles	Production de gaz naturel et certaines industries conventionnelles et non conventionnelles de production du pétrole (y compris certaines activités de raffinage)
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	Émissions de combustible commercial vendu à : Mines de métaux et de non-métaux, carrières de pierre et de gravier Industries d'extraction de pétrole et de gaz Exploration minière et opérations de forage à contrat
Industries manufacturières	Émissions de combustible consommé par les industries suivantes : Sidérurgie (fonderies d'acier, usines de moulage et de laminage) Métaux non ferreux (production d'aluminium, de magnésium, et autre production) Produits chimiques (fabrication d'engrais, fabrication de produits chimiques organiques et inorganiques) Pâtes et papiers (surtout la fabrication de pâtes, de papiers et de produits de papier) Production de ciment Autres industries manufacturières non spécifiées (p.ex., les industries de l'automobile, des textiles et des aliments et boissons)
Construction	Émissions de combustible consommé par l'industrie de la construction - bâtiments, routes, etc.
Commercial et institutionnel	Émissions de combustible consommé par : Industries de services de l'exploitation minière, les communications, la vente au détail et en gros, les services financiers et Établissements fédéraux, provinciaux et municipaux Défense nationale et Garde côtière canadienne Gares, aéroports et entrepôts
Résidentiel	Émissions de combustible consommé par les résidences personnelles (maisons, résidences hôtelières, condominiums et
Agriculture et foresterie	Émissions de combustible consommé par : Exploitation forestière et services connexes Industrie de l'agriculture, de la chasse et du piégeage (à l'exclusion de la transformation des aliments ainsi que de la fabrication et de la réparation de la machinerie agricole)
b. Transport	Émissions provenant de l'utilisation de carburant par :
Transport aérien intérieur	les lignes aériennes canadiennes effectuant des vols intérieurs
Transport routier	les véhicules qui sont autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de la
Transport ferroviaire	le transport ferroviaire canadien
Transport maritime intérieur	les navires immatriculés et ravitaillés en carburant au Canada
Autre - véhicules hors route	les véhicules qui ne sont pas autorisés à circuler sur les routes (y compris les émissions de gaz autres que le CO ₂ provenant de
Autre - pipelines	les modes de transport et de distribution du pétrole brut, du gaz naturel et d'autres produits
c. Sources fugitives	Les rejets de gaz à effet de serre, intentionnels ou non, provenant des activités suivantes :
Exploitation de la houille	Exploitation minière souterraine et à ciel ouvert
Pétrole et gaz naturel	Exploration, production, traitement, transport et distribution du pétrole et du gaz classiques et non classiques
PROCÉDÉS INDUSTRIELS	Émissions provenant des activités de production suivantes :
a. Produits minéraux	Production de ciment et de chaux; utilisation de carbonate de sodium, de calcaire et de dolomite, et de magnésite
b. Industries chimiques	Production d'ammoniac, d'acide adipique et d'acide nitrique
c. Production de métaux	Production d'aluminium, sidérurgie et production et moulage de magnésium
d. Consommation d'halocarbures et de SF₆	Rejet de HFC et/ou PFC suite à la production ou l'utilisation de dispositifs de climatisation et de réfrigération, d'extincteurs, d'aérosols, de solvants; et par les industries d'injection de mousse, des semi-conducteurs et autres pièces électroniques; ut
e. Autres procédés et procédés	Émissions provenant de l'utilisation non énergétique de combustibles fossiles
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	Émissions provenant de l'utilisation de N ₂ O dans les produits anesthésiques et agents propulseurs
AGRICULTURE	Émissions provenant de :
a. Fermentation entérique	Fermentation entérique du bétail
b. Gestion des fumiers	Gestion des fumiers
c. Sols agricoles	
Sources directes	Émissions directes de N ₂ O des engrais synthétiques, des fumiers sur les terres agricoles, des résidus de culture, du labourage, des jachères d'été, de l'irrigation et de la culture des sols organiques
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	Émissions directes de N ₂ O des fumiers épanchés sur les pâturages, les grands parcours et les enclos
Sources indirectes	Émissions indirectes de N ₂ O de la volatilisation et du lessivage de l'azote des fumiers, des engrais synthétiques et des résidus de
DÉCHETS	Émissions provenant de :
a. Enfouissement de déchets solides	Sites d'enfouissement des déchets urbains solides (les décharges municipales) et les sites d'enfouissement des déchets de bois
b. Épuration des eaux	Épuration des eaux domestiques et industrielles
c. Incinération des déchets	Incinération des déchets solides municipaux et des boues d'épuration
Affectation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie	Émissions et absorptions provenant des :
a. Terres forestières	Forêts aménagées et terres reboisées, y compris la croissance et les perturbations naturelles et anthropiques
b. Terres cultivées	Gestion des sols cultivés minéraux et organiques, chaulage, biomasse ligneuse (CO ₂), terres converties en terres cultivées
c. Prairies	Prairies aménagées et terres transformées en prairies (CO ₂)
d. Terres humides	Terres transformées en terres humides (tourbières, terres inondées) et terres humides conservées (tourbières seulement)
e. Zones de peuplement	Arbres urbains et forêts et prairies transformées en terres aménagées (habitations, infrastructures de transport et infrastructures g

Tableau A11-2 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'éq. CO₂</i>									
TOTAL	9 450	8 250	8 720	9 480	11 700	10 900	10 100	10 000	9 460	10 500
ÉNERGIE	8 750	7 490	8 000	8 760	10 900	10 200	9 360	9 220	8 700	9 770
a. Sources de combustion fixes	5 390	4 490	4 230	5 000	5 940	5 630	4 970	4 700	4 120	4 900
Production d'électricité et de chaleur	1 630	1 260	928	X	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	1 000	940	1 300	1 200	1 900	1 700	1 500	1 500	1 600	1 700
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	1 060	906	891	X	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	501	316	243	259	285	292	303	273	201	185
Construction	32,7	16,9	10,1	18,5	26,8	25,3	24,3	17,1	16,3	15,7
Commercial et institutionnel	317	315	320	379	437	507	469	439	353	433
Résidentiel	800	670	540	570	610	560	480	390	380	490
Agriculture et foresterie	24,3	55,4	46,0	X	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	3 360	3 010	3 510	3 520	3 540	3 660	3 630	3 740	3 450	3 970
Transport aérien intérieur	460	350	360	360	320	410	440	430	290	360
Transport routier	1 680	1 770	1 770	1 770	1 790	1 830	1 800	1 900	1 900	2 060
Véhicules légers à essence	750	700	625	615	617	612	568	582	569	630
Camions légers à essence	440	578	654	658	681	712	698	755	741	821
Véhicules lourds à essence	127	83,1	45,9	58,5	52,8	53,7	52,3	53,7	53,1	58,8
Motocyclettes	4,99	4,04	3,57	3,49	3,58	3,91	3,90	4,02	3,97	4,41
Véhicules légers à moteur diesel	1,78	1,47	1,03	1,10	1,13	1,17	1,18	1,21	1,17	1,31
Camions légers à moteur diesel	5,69	9,72	14,3	16,3	17,2	18,2	18,1	21,1	21,1	23,4
Véhicules lourds à moteur diesel	349	390	429	422	415	424	453	487	509	519
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,4	2,5	1,1	0,98	0,34	0,31	0,32	0,31	0,46	0,61
Transport ferroviaire	—	0,01	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport maritime intérieur	700	560	680	610	580	410	640	590	560	740
Autres	520	330	690	770	860	1 000	750	830	700	810
Véhicules hors route à essence	110	48	75	65	71	57	32	34	27	120
Véhicules hors route à moteur diesel	410	280	620	700	790	960	720	790	670	690
Pipelines	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Sources fugitives²	—	—	252	241	1 450	927	764	778	1 130	900
Exploitation de la houille ³	—	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	—	—	252	241	1 450	927	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	75,3	84,6	22,8	22,6	25,4	29,3	23,4	93,6	45,7	34,5
a. Produits minéraux	57	66	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de ciment	57	66	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	19	19	23	23	25	29	23	94	46	35
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	3,7	4,0	4,2	3,6	2,8	3,6	3,4	2,9	5,0	4,9
Agriculture	48	49	49	52	53	55	57	60	63	64
a. Fermentation entérique	17	18	18	20	20	21	22	24	25	25
b. Gestion des fumiers	13	12	13	14	13	14	14	15	15	15
c. Sols agricoles	18	19	18	18	20	20	21	22	23	24
Sources directes	8,6	9,8	8,5	8,8	9,8	9,9	10	11	12	12
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	1,7	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	2,1	2,2	2,3	2,4
Sources indirectes	8	8	7	8	8	8	8	9	9	9
Déchets	570	620	640	650	640	640	650	650	650	650
a. Enfouissement des déchets	560	610	620	620	620	620	620	620	620	620
b. Traitement des eaux usées	12	14	27	28	28	28	29	29	29	30
c. Incinération des déchets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes:

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
 — absence d'émission.

Tableau A11-3 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour Terre-Neuve-et-Labrador, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆	TOTAL
	Unité	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL	9 280	44	930	1,0	310	–	–	–	10 500
Énergie	9 250	12	260	0,9	300	–	–	–	9 770
a. Sources de combustion fixes	4 650	9	200	0,2	50	–	–	–	4 900
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	1 660	4	70	0,05	20	–	–	–	1 700
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industries manufacturières	183	0,01	0,1	0,00	1	–	–	–	185
Construction	15,7	0,00	0,00	0,00	0,06	–	–	–	15,7
Commercial et institutionnel	430	0,01	0,1	0,01	3	–	–	–	433
Résidentiel	354	6	100	0,06	20	–	–	–	490
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	–	X
b. Transport¹	3 750	0,4	8	0,7	200	–	–	–	3 970
Transport aérien intérieur	353	0,01	0,3	0,03	10	–	–	–	360
Transport routier	2 010	0,14	3,0	0,15	48	–	–	–	2 060
Véhicules légers à essence	615	0,05	0,94	0,05	14	–	–	–	630
Camions légers à essence	783	0,07	1,4	0,09	27	–	–	–	821
Véhicules lourds à essence	57,5	0,00	0,07	0,00	1,2	–	–	–	58,8
Motosclettes	4,33	0,00	0,06	0,00	0,03	–	–	–	4,41
Véhicules légers à moteur diesel	1,28	0,00	0,00	0,00	0,03	–	–	–	1,31
Camions légers à moteur diesel	22,8	0,00	0,01	0,00	0,6	–	–	–	23,4
Véhicules lourds à moteur diesel	514	0,02	0,5	0,02	5	–	–	–	519
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,60	0,00	0,01	0,00	0,00	–	–	–	0,61
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Transport maritime intérieur	667	0,04	0,8	0,2	80	–	–	–	740
Autres	730	0,2	4	0,3	80	–	–	–	810
Véhicules hors route à essence	120	0,1	3	0,00	0,8	–	–	–	120
Véhicules hors route à moteur diesel	610	0,03	0,7	0,3	80	–	–	–	690
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Sources fugitives²	840	2,7	57	–	–	–	–	–	900
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	35	–	–	–	–	–	–	–	34,5
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	35	–	–	–	–	–	–	–	35
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,02	4,9	–	–	–	4,9
Agriculture	–	1,5	31	0,11	33	–	–	–	64
a. Fermentation entérique	–	1,2	25	–	–	–	–	–	25
b. Gestion des fumiers	–	0,26	5,5	0,03	9,5	–	–	–	15
c. Sols agricoles	–	–	–	0,08	24	–	–	–	24
Sources directes	–	–	–	0,04	12	–	–	–	12
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,01	2,4	–	–	–	2,4
Sources indirectes	–	–	–	0,03	9	–	–	–	9
Déchets	–	31	640	0,03	10	–	–	–	650
a. Enfouissement des déchets	–	30	620	–	–	–	–	–	620
b. Traitement des eaux usées	–	0,94	20	0,03	10	–	–	–	30
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-4 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'éq. CO₂</i>									
TOTAL	1 980	1 880	2 200	2 090	2 120	2 220	2 270	2 210	2 090	2 090
Énergie	1 420	1 320	1 570	1 490	1 490	1 570	1 580	1 530	1 450	1 470
a. Sources de combustion fixes	733	632	736	682	670	727	703	649	591	596
Production d'électricité et de chaleur	103	39,2	56,6	X	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	0,11	1,5	2,2	4,3	—	—	0,02	—	—	—
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	0,77	0,78	4,97	X	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	54,2	71,1	134	125	120	138	139	137	137	90,8
Construction	11,0	6,34	6,60	5,19	5,76	4,20	6,18	7,54	6,17	5,62
Commercial et institutionnel	158	174	191	191	206	234	236	211	187	164
Résidentiel	390	300	310	290	300	290	280	260	240	320
Agriculture et foresterie	18,4	39,1	31,0	X	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	690	684	838	811	816	839	875	880	862	871
Transport aérien intérieur	13	5,9	7,5	7,4	7,2	9,4	10	11	11	6,9
Transport routier	528	589	591	593	592	605	630	628	627	632
Véhicules légers à essence	241	246	229	226	224	221	219	215	213	215
Camions légers à essence	114	163	198	201	210	218	229	238	238	240
Véhicules lourds à essence	67,2	33,0	17,6	25,5	23,5	23,5	24,7	24,3	24,3	24,8
Motocyclettes	0,98	0,88	1,38	1,68	2,19	2,38	2,54	2,69	2,70	2,73
Véhicules légers à moteur diesel	1,77	1,77	1,41	1,53	1,45	1,48	1,60	1,58	1,56	1,57
Camions légers à moteur diesel	3,26	5,48	7,40	7,72	8,11	8,48	9,15	10,0	10,2	10,3
Véhicules lourds à moteur diesel	98,6	138	136	129	123	130	144	136	137	138
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,1	0,92	0,70	1,7	0,04	0,05	0,04	—	—	—
Transport ferroviaire	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport maritime intérieur	89	63	84	84	78	84	100	99	97	97
Autres	61	27	150	130	140	140	130	140	130	130
Véhicules hors route à essence	28	20	68	54	75	74	75	75	71	78
Véhicules hors route à moteur diesel	33	6,6	87	73	64	67	58	67	58	56
Pipelines	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Sources fugitives²	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploitation de la houille ³	—	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	—	—	—	—	—	—	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	3,33	3,13	2,85	2,58	2,47	2,47	2,52	1,83	1,83	1,83
a. Produits minéraux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de ciment	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	3,3	3,1	2,8	2,6	2,5	2,5	2,5	1,8	1,8	1,8
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	0,82	0,95	1,1	0,94	0,72	0,96	0,91	0,77	1,4	1,3
Agriculture	470	470	520	480	520	540	580	560	520	510
a. Fermentation entérique	130	130	130	120	120	120	120	120	120	120
b. Gestion des fumiers	54	54	53	53	53	53	53	52	52	52
c. Sols agricoles	280	280	330	310	340	370	410	380	340	330
Sources directes	150	150	190	170	190	200	230	220	190	180
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	19	20	21	20	20	20	20	20	21	21
Sources indirectes	100	100	100	100	100	100	200	100	100	100
Déchets	88	95	110	110	110	110	110	110	110	110
a. Enfouissement des déchets	75	82	93	94	95	97	98	99	100	100
b. Traitement des eaux usées	3,6	3,8	4,1	4,1	4,1	4,1	4,1	4,0	4,0	4,0
c. Incinération des déchets	9,1	9,1	9,4	9,2	9,3	9,4	9,4	9,5	9,5	9,5

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
— absence d'émission.

Tableau A11-5 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Île-du-Prince-Édouard, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂		
TOTAL	1 400	14	290	1,3	400	–	–	–		2 090
Énergie	1 390	1,8	37	0,1	40	–	–	–		1 470
a. Sources de combustion fixes	555	2	30	0,02	8	–	–	–		596
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	–		X
Industrie des combustibles fossiles	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	–		X
Industries manufacturières	90,2	0,00	0,07	0,00	0,6	–	–	–		90,8
Construction	5,60	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	–		5,62
Commercial et institutionnel	163	0,00	0,04	0,00	0,9	–	–	–		164
Résidentiel	284	2	30	0,02	6	–	–	–		320
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	–		X
b. Transport¹	835	0,1	3	0,1	30	–	–	–		871
Transport aérien intérieur	6,70	0,00	0,02	0,00	0,2	–	–	–		6,9
Transport routier	616	0,05	1,0	0,05	15	–	–	–		632
Véhicules légers à essence	209	0,02	0,36	0,02	4,9	–	–	–		215
Camions légers à essence	232	0,02	0,44	0,03	7,7	–	–	–		240
Véhicules lourds à essence	24,3	0,00	0,04	0,00	0,47	–	–	–		24,8
Motosclettes	2,68	0,00	0,03	0,00	0,02	–	–	–		2,73
Véhicules légers à moteur diesel	1,53	0,00	0,00	0,00	0,04	–	–	–		1,57
Camions légers à moteur diesel	10,0	0,00	0,01	0,00	0,3	–	–	–		10,3
Véhicules lourds à moteur diesel	137	0,01	0,1	0,00	1	–	–	–		138
Véhicules au propane et au gaz naturel	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Transport maritime intérieur	86,3	0,01	0,1	0,04	10	–	–	–		97
Autres	130	0,09	2	0,02	7	–	–	–		130
Véhicules hors route à essence	76	0,09	2	0,00	0,5	–	–	–		78
Véhicules hors route à moteur diesel	50	0,00	0,06	0,02	6	–	–	–		56
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–		–
c. Sources fugitives²	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–		X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–		X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	1,8	–	–	–	–	–	–	–		1,83
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–		–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–		–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–		–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–		–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	1,8	–	–	–	–	–	–	–		1,8
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,00	1,3	–	–	–		1,3
Agriculture	–	7,1	150	1,2	360	–	–	–		510
a. Fermentation entérique	–	5,9	120	0,09	27	–	–	–		120
b. Gestion des fumiers	–	1,2	25	0,07	21	–	–	–		26
c. Sols agricoles	–	–	–	1,1	330	–	–	–		330
Sources directes	–	–	–	0,59	180	–	–	–		180
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,07	21	–	–	–		21
Sources indirectes	–	–	–	0,4	100	–	–	–		100
Déchets	8,0	4,9	100	0,01	4	–	–	–		110
a. Enfouissement des déchets	–	4,8	100	–	–	–	–	–		100
b. Traitement des eaux usées	–	0,06	1,2	0,01	3	–	–	–		4,0
c. Incinération des déchets	8,0	–	–	0,01	2	–	–	–		9,5

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-6 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	kt d'éq. CO ₂									
TOTAL	19 000	18 600	20 900	20 100	19 500	21 600	22 700	21 600	20 000	20 600
Énergie	17 500	17 000	19 400	18 800	18 000	20 200	21 300	20 400	18 800	19 500
a. Sources de combustion fixes	11 300	11 100	13 500	13 000	12 200	13 800	15 100	14 100	13 000	13 800
Production d'électricité et de chaleur	6 840	6 900	8 840	X	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	660	640	1 000	940	1 300	1 600	1 100	980	960	930
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	35,2	33,4	53,9	X	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	721	872	663	511	691	631	598	471	463	494
Construction	49,2	34,7	27,2	36,6	54,3	51,5	54,1	38,1	31,3	28,9
Commercial et institutionnel	790	797	903	1 050	1 020	1 260	1 950	1 990	1 760	1 870
Résidentiel	2 100	1 600	1 800	1 800	1 800	1 800	1 300	1 100	1 100	1 200
Agriculture et foresterie	103	196	230	X	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	4 980	5 080	5 580	5 370	5 490	6 000	6 190	6 230	5 690	5 570
Transport aérien intérieur	390	370	350	320	350	370	490	500	390	210
Transport routier	3 170	3 500	3 490	3 530	3 550	3 660	3 750	3 750	3 840	3 800
Véhicules légers à essence	1 560	1 500	1 280	1 320	1 320	1 310	1 290	1 250	1 260	1 250
Camions légers à essence	689	924	1 180	1 130	1 180	1 230	1 280	1 310	1 330	1 320
Véhicules lourds à essence	194	153	90,9	114	105	107	111	108	110	110
Motocyclettes	9,59	7,86	7,36	7,46	8,02	8,79	9,26	9,09	9,27	9,22
Véhicules légers à moteur diesel	17,5	16,0	14,7	16,0	16,8	17,3	18,5	18,3	18,4	18,4
Camions légers à moteur diesel	24,1	41,4	48,3	46,0	49,3	52,0	54,9	58,4	60,2	59,9
Véhicules lourds à moteur diesel	663	859	866	891	872	921	986	994	1 050	1 030
Véhicules au propane et au gaz naturel	7,5	5,2	4,2	5,0	4,0	4,0	4,2	4,9	5,1	5,1
Transport ferroviaire	70	40	70	70	80	200	100	100	100	200
Transport maritime intérieur	610	570	670	530	490	690	770	860	590	650
Autres	740	590	1 000	920	1 000	1 100	1 100	1 000	760	760
Véhicules hors route à essence	280	250	360	290	290	280	270	230	240	200
Véhicules hors route à moteur diesel	460	340	640	630	730	820	770	740	480	500
Pipelines	—	—	—	—	—	12,0	30,0	34,3	46,9	61,7
c. Sources fugitives²	1 170	835	336	354	355	348	75,6	74,6	70,8	76,1
Exploitation de la houille ³	1 000	800	300	300	300	300	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	—	5,86	86,1	84,3	85,2	78,4	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	272	319	286	195	285	323	296	254	252	272
a. Produits minéraux	170	230	220	130	220	230	230	200	200	210
Production de ciment	170	230	220	130	220	230	230	200	200	210
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	5,89	0,88	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	6	0,88	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	100	79	69	62	68	97	66	56	51	64
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	5,7	6,6	7,4	6,4	4,9	6,5	6,2	5,2	9,3	9,1
Agriculture	470	490	460	440	450	460	450	440	430	430
a. Fermentation entérique	200	210	190	180	180	180	180	180	180	170
b. Gestion des fumiers	89	90	87	85	85	84	82	82	81	80
c. Sols agricoles	180	190	180	170	180	190	190	180	170	170
Sources directes	83	88	84	78	86	91	92	86	82	83
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos	26	27	25	25	25	25	24	24	24	24
Sources indirectes	70	80	70	70	70	70	70	70	70	70
Déchets	750	740	700	680	680	670	600	540	490	470
a. Enfouissement des déchets	710	700	660	640	640	640	570	500	460	430
b. Traitement des eaux usées	25	23	25	26	25	25	25	25	25	25
c. Incinération des déchets	21	16	12	12	12	11	10	11	11	11

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
- Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
- Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
- Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
- Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

— absence d'émission.

Tableau A11-7 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Nouvelle-Écosse, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre								TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆	
	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL	19 200	43	910	1,8	540	–	–	–	20 600
Énergie	18 900	13	270	0,9	300	–	–	–	19 500
a. Sources de combustion fixes	13 500	9	200	0,3	90	–	–	–	13 800
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	911	0,9	20	0,01	4	–	–	–	930
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industries manufacturières	481	0,08	2	0,04	10	–	–	–	494
Construction	28,7	0,00	0,01	0,00	0,1	–	–	–	28,9
Commercial et institutionnel	1 860	0,02	0,5	0,03	10	–	–	–	1 870
Résidentiel	967	8	200	0,09	30	–	–	–	1 200
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	–	X
b. Transport¹	5 360	0,6	10	0,7	200	–	–	–	5 570
Transport aérien intérieur	202	0,01	0,2	0,02	6	–	–	–	210
Transport routier	3 710	0,26	5,4	0,27	85	–	–	–	3 800
Véhicules légers à essence	1 220	0,09	1,9	0,09	28	–	–	–	1 250
Camions légers à essence	1 270	0,10	2,2	0,14	43	–	–	–	1 320
Véhicules lourds à essence	107	0,01	0,11	0,01	2,4	–	–	–	110
Motocyclettes	9,05	0,01	0,12	0,00	0,06	–	–	–	9,22
Véhicules légers à moteur diesel	17,9	0,00	0,01	0,00	0,5	–	–	–	18,4
Camions légers à moteur diesel	58,4	0,00	0,03	0,01	1	–	–	–	59,9
Véhicules lourds à moteur diesel	1 020	0,05	1	0,03	10	–	–	–	1 030
Véhicules au propane et au gaz naturel	4,98	0,00	0,04	0,00	0,03	–	–	–	5,1
Transport ferroviaire	137	0,01	0,2	0,06	20	–	–	–	200
Transport maritime intérieur	617	0,05	1	0,1	40	–	–	–	650
Autres	690	0,3	7	0,2	60	–	–	–	760
Véhicules hors route à essence	190	0,2	5	0,00	1	–	–	–	200
Véhicules hors route à moteur diesel	440	0,02	0,5	0,2	60	–	–	–	500
Pipelines	59,9	0,06	1,3	0,00	0,5	–	–	–	61,7
c. Sources fugitives²	7,3	3,3	69	–	–	–	–	–	76,1
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	270	–	–	–	–	–	–	–	272
a. Produits minéraux	210	–	–	–	–	–	–	–	210
Production de ciment	210	–	–	–	–	–	–	–	210
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	64	–	–	–	–	–	–	–	64
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,03	9,1	–	–	–	9,1
Agriculture	–	9,8	210	0,72	220	–	–	–	430
a. Fermentation entérique	–	8,3	170	–	–	–	–	–	170
b. Gestion des fumiers	–	1,5	31	0,16	48	–	–	–	80
c. Sols agricoles	–	–	–	0,56	170	–	–	–	170
Sources directes	–	–	–	0,27	83	–	–	–	83
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,08	24	–	–	–	24
Sources indirectes	–	–	–	0,2	70	–	–	–	70
Déchets	9,5	21	440	0,07	20	–	–	–	470
a. Enfouissement des déchets	–	21	430	–	–	–	–	–	430
b. Traitement des eaux usées	–	0,29	6,0	0,06	20	–	–	–	25
c. Incinération des déchets	9,5	–	–	0,01	2	–	–	–	11

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-8 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	kt d'éq. CO ₂									
TOTAL	15 900	16 800	19 900	22 200	20 900	20 600	21 200	20 900	18 600	18 700
Energie	14 700	15 400	18 600	20 800	19 500	19 100	19 700	19 500	17 300	17 300
a. Sources de combustion fixes	10 700	11 100	13 100	15 400	14 100	13 900	14 200	14 000	11 900	12 200
Production d'électricité et de chaleur	6 130	6 910	8 630	X	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	1 100	1 000	1 500	2 600	3 000	2 800	2 500	2 500	2 500	2 600
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	125	117	134	X	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	1 440	1 470	1 350	1 300	1 250	1 260	1 220	982	795	849
Construction	68,0	40,7	39,8	26,3	18,3	12,1	10,6	3,86	5,00	17,9
Commercial et institutionnel	574	545	609	573	485	594	964	1 080	794	818
Résidentiel	1 200	900	840	710	720	740	730	710	650	720
Agriculture et foresterie	52,4	127	63,7	X	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	3 980	4 320	5 400	5 350	5 340	5 260	5 420	5 400	5 280	5 130
Transport aérien intérieur	75	82	160	150	120	130	130	140	130	67
Transport routier	3 030	3 520	3 670	3 620	3 640	3 700	3 790	3 860	3 840	3 890
Véhicules légers à essence	1 310	1 230	1 140	1 130	1 130	1 100	1 080	1 050	1 040	1 050
Camions légers à essence	667	889	1 100	1 080	1 110	1 150	1 190	1 220	1 220	1 230
Véhicules lourds à essence	200	137	90,3	119	112	112	116	126	127	128
Motocyclettes	6,83	5,88	6,84	8,15	8,98	9,67	10,2	10,3	10,4	10,5
Véhicules légers à moteur diesel	11,2	9,73	9,04	9,01	9,52	9,67	10,3	10,1	10,1	10,2
Camions légers à moteur diesel	23,7	40,3	44,6	45,6	46,4	48,2	50,9	54,0	55,0	55,5
Véhicules lourds à moteur diesel	800	1 200	1 270	1 220	1 220	1 270	1 320	1 390	1 380	1 410
Véhicules au propane et au gaz naturel	5,1	8,1	6,8	8,0	1,6	1,4	1,3	0,61	0,77	0,77
Transport ferroviaire	100	100	200	300	300	300	300	300	300	300
Transport maritime intérieur	270	300	400	420	390	370	430	420	390	390
Autres	490	310	950	900	920	780	780	720	650	510
Véhicules hors route à essence	130	58	110	140	170	180	140	100	88	82
Véhicules hors route à moteur diesel	360	250	840	770	760	610	650	610	560	420
Pipelines	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Sources fugitives²	1,46	0,71	25,1	28,8	29,2	29,1	29,0	29,2	29,0	29,1
Exploitation de la houille ³	1	0,7	0,6	0,4	0,5	0,4	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	—	—	24,6	28,4	28,7	28,7	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	149	274	226	260	296	285	296	242	223	222
a. Produits minéraux	76	91	100	92	95	84	90	86	79	77
Production de ciment	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	76	91	100	92	95	84	90	86	79	77
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	72	180	120	170	200	200	210	160	140	150
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	4,7	5,3	5,9	5,1	4,0	5,2	4,9	4,2	7,4	7,2
Agriculture	460	450	490	490	500	520	540	520	490	490
a. Fermentation entérique	160	160	160	160	150	150	150	150	150	150
b. Gestion des fumiers	67	67	73	74	73	72	71	70	69	68
c. Sols agricoles	230	220	260	260	280	300	320	300	270	270
Sources directes	120	120	150	140	160	170	180	170	150	150
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	21	21	21	21	21	21	21	21	21	20
Sources indirectes	80	80	100	90	100	100	100	100	100	100
Déchets	610	640	640	640	640	630	630	630	620	600
a. Enfouissement des déchets	570	600	610	600	600	600	590	590	580	570
b. Traitement des eaux usées	40	37	38	38	38	38	38	37	38	38
c. Incinération des déchets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
 — absence d'émission.

Tableau A11-9 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nouveau-Brunswick, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL	17 000	47	980	2,1	640	–	–	–	–	18 700
Énergie	16 800	10	220	1	300	–	–	–	–	17 300
a. Sources de combustion fixes	11 900	9	200	0,3	100	–	–	–	–	12 200
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	2 590	0,05	1	0,02	5	–	–	–	–	2 600
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	–	–	X
Industries manufacturières	822	0,2	4	0,08	20	–	–	–	–	849
Construction	17,8	0,00	0,00	0,00	0,08	–	–	–	–	17,9
Commercial et institutionnel	813	0,01	0,3	0,02	5	–	–	–	–	818
Résidentiel	521	8	200	0,09	30	–	–	–	–	720
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	–	–	X
b. Transport¹	4 910	0,4	9	0,7	200	–	–	–	–	5 130
Transport aérien intérieur	65,2	0,01	0,1	0,01	2	–	–	–	–	67
Transport routier	3 800	0,27	5,6	0,26	81	–	–	–	–	3 890
Véhicules légers à essence	1 030	0,08	1,8	0,08	24	–	–	–	–	1 050
Camions légers à essence	1 190	0,11	2,2	0,13	40	–	–	–	–	1 230
Véhicules lourds à essence	125	0,01	0,14	0,01	2,8	–	–	–	–	128
Motocyclettes	10,3	0,01	0,13	0,00	0,06	–	–	–	–	10,5
Véhicules légers à moteur diesel	9,93	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	–	–	10,2
Camions légers à moteur diesel	54,1	0,00	0,03	0,00	1	–	–	–	–	55,5
Véhicules lourds à moteur diesel	1 390	0,06	1	0,04	10	–	–	–	–	1 410
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,76	0,00	0,01	0,00	0,00	–	–	–	–	0,77
Transport ferroviaire	239	0,01	0,3	0,1	30	–	–	–	–	300
Transport maritime intérieur	351	0,02	0,4	0,1	40	–	–	–	–	390
Autres	450	0,1	2	0,2	50	–	–	–	–	510
Véhicules hors route à essence	80	0,09	2	0,00	0,5	–	–	–	–	82
Véhicules hors route à moteur diesel	370	0,02	0,4	0,2	50	–	–	–	–	420
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Sources fugitives²	0,01	1,4	29	–	–	–	–	–	–	29,1
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	220	–	–	–	–	–	–	–	–	222
a. Produits minéraux	77	–	–	–	–	–	–	–	–	77
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	77	–	–	–	–	–	–	–	–	77
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	150	–	–	–	–	–	–	–	–	150
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,02	7,2	–	–	–	–	7,2
Agriculture	–	8,4	180	1,0	310	–	–	–	–	490
a. Fermentation entérique	–	7,1	150	–	–	–	–	–	–	150
b. Gestion des fumiers	–	1,4	29	0,13	39	–	–	–	–	68
c. Sols agricoles	–	–	–	0,88	270	–	–	–	–	270
Sources directes	–	–	–	0,50	150	–	–	–	–	150
Fumier de pâturages, de grands parcsours et d'enclos	–	–	–	0,07	20	–	–	–	–	20
Sources indirectes	–	–	–	0,3	100	–	–	–	–	100
Déchets	–	28	590	0,05	20	–	–	–	–	600
a. Enfouissement des déchets	–	27	570	–	–	–	–	–	–	570
b. Traitement des eaux usées	–	1,1	23	0,05	20	–	–	–	–	38
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-10 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'éq. CO₂</i>									
TOTAL	82 600	79 400	82 300	80 200	82 900	87 700	87 900	84 200	82 600	85 700
ÉNERGIE	57 600	56 500	60 100	57 900	60 200	65 200	65 100	61 500	59 800	64 000
a. Sources de combustion fixes	29 500	27 000	28 000	26 300	27 200	31 000	30 100	27 000	25 500	27 500
Production d'électricité et de chaleur	1 520	395	581	644	582	1 880	1 660	727	918	2 340
Industrie des combustibles fossiles	3 300	3 100	3 400	3 300	3 300	3 500	3 600	3 700	3 700	3 800
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	734	828	926	841	941	941	449	227	246	239
Industries manufacturières	12 100	11 000	11 200	10 200	10 300	10 500	11 200	10 000	9 550	9 240
Construction	456	186	187	188	250	293	318	289	263	258
Commercial et institutionnel	4 210	5 000	5 650	5 690	6 440	7 830	6 830	6 750	5 950	6 450
Résidentiel	6 800	6 100	5 800	5 200	5 300	5 600	5 700	5 000	4 600	4 900
Agriculture et foresterie	288	300	259	225	257	345	312	272	256	273
b. Transport¹	27 800	29 100	31 700	31 200	32 400	33 700	34 500	34 000	33 900	36 000
Transport aérien intérieur	950	790	770	820	1 400	1 500	1 400	1 100	1 100	1 100
Transport routier	21 000	23 300	25 000	25 900	26 300	26 700	27 500	27 700	27 700	28 700
Véhicules légers à essence	11 900	11 400	11 100	10 900	10 900	10 800	10 800	10 500	10 500	11 000
Camions légers à essence	3 850	5 140	6 600	6 720	6 990	7 250	7 540	7 840	7 850	8 240
Véhicules lourds à essence	608	638	535	766	770	784	826	848	854	899
Motocyclettes	31,2	29,9	46,2	55,7	65,1	71,1	76,2	80,0	80,7	84,8
Véhicules légers à moteur diesel	143	135	140	146	154	158	172	171	172	182
Camions légers à moteur diesel	209	346	390	379	365	380	406	426	435	459
Véhicules lourds à moteur diesel	4 090	5 550	6 170	6 890	7 040	7 190	7 620	7 820	7 820	7 860
Véhicules au propane et au gaz naturel	110	47	36	56	35	30	39	34	29	33
Transport ferroviaire	600	500	800	800	700	700	800	700	800	900
Transport maritime intérieur	1 400	910	1 400	1 600	1 400	1 000	1 400	1 300	1 200	1 200
Autres	3 900	3 600	3 700	2 100	2 500	3 800	3 400	3 100	3 200	4 100
Véhicules hors route à essence	1 100	1 200	950	910	1 100	1 500	1 300	1 100	830	1 500
Véhicules hors route à moteur diesel	2 800	2 300	2 700	1 000	1 000	2 000	1 900	1 700	2 100	2 400
Pipelines	25,8	24,3	107	201	328	355	249	335	284	264
c. Sources fugitives²	281	396	444	450	490	492	496	500	510	510
Exploitation de la houille ³	—	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	281	396	444	450	490	492	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	12 800	11 200	10 100	10 200	10 500	10 200	10 100	10 000	9 990	9 110
a. Produits minéraux	1 600	1 700	1 600	1 500	1 600	1 600	1 700	1 800	1 800	1 700
Production de ciment	1 300	1 500	1 200	1 200	1 200	1 200	1 200	1 300	1 300	1 300
Production de chaux	270	250	430	380	400	450	490	460	430	420
b. Industries chimiques	80	110	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	79,7	105	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	10 200	8 820	7 650	7 740	7 960	7 650	6 900	7 110	6 750	6 210
Production de fer et d'acier	—	6,63	11,7	12,1	8,31	8,29	8,14	—	—	—
Production d'aluminium	7 800	7 500	6 400	6 400	6 400	6 400	5 900	7 000	6 700	6 200
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium ⁵	2 370	1 340	1 230	1 280	1 540	1 210	950	75,1	81,3	14,1
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁶	930	590	820	920	890	900	1 500	1 200	1 500	1 200
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	44	51	58	51	39	52	50	42	76	75
Agriculture	6 900	6 800	7 100	7 200	7 400	7 300	7 600	7 500	7 300	7 300
a. Fermentation entérique	2 100	2 200	2 400	2 400	2 400	2 500	2 600	2 500	2 500	2 400
b. Gestion des fumiers	1 200	1 200	1 300	1 300	1 300	1 300	1 400	1 400	1 300	1 300
c. Sols agricoles	3 600	3 400	3 400	3 500	3 600	3 500	3 600	3 600	3 400	3 500
Sources directes	2 000	1 800	1 800	1 900	1 900	1 900	2 000	1 900	1 800	1 900
Fumier de pâturages, de grands parcs et d'enclos	290	300	280	290	300	300	320	320	310	310
Sources indirectes	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000	1 000
Déchets	5 200	4 800	5 000	4 900	4 900	5 000	5 100	5 200	5 400	5 200
a. Enfouissement des déchets	4 800	4 400	4 700	4 500	4 600	4 600	4 700	4 800	5 100	4 800
b. Traitement des eaux usées	210	220	250	250	260	260	260	270	270	280
c. Incinération des déchets	170	150	84	85	87	89	91	92	94	99

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Émissions de SF₆ provenant de la fonte du magnésium seulement. Pour cette province, l'information concernant l'utilisation du SF₆ pour le moulage du magnésium est confidentielle.
 - Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
— absence d'émission.

Tableau A11-11 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Québec, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆	TOTAL
	Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL	68 800	450	9 500	19	5 800	—	1 600	27	85 700
Energie	61 300	63	1 300	4	1 000	—	—	—	64 000
a. Sources de combustion fixes	26 500	30	700	0,9	300	—	—	—	27 500
Production d'électricité et de chaleur	2 310	0,51	11	0,06	20	—	—	—	2 340
Industrie des combustibles fossiles	3 790	0,07	1	0,04	10	—	—	—	3 800
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	237	0,01	0,2	0,01	1	—	—	—	239
Industries manufacturières	9 140	0,5	10	0,3	90	—	—	—	9 240
Construction	256	0,01	0,1	0,01	2	—	—	—	258
Commercial et institutionnel	6 400	0,1	2	0,1	40	—	—	—	6 450
Résidentiel	4 070	30	700	0,4	100	—	—	—	4 900
Agriculture et foresterie	268	0,00	0,09	0,01	5	—	—	—	273
b. Transport¹	34 800	4	90	4	1 000	—	—	—	36 000
Transport aérien intérieur	1 060	0,08	2	0,1	30	—	—	—	1 100
Transport routier	28 000	2,0	41	2,0	630	—	—	—	28 700
Véhicules légers à essence	10 700	0,81	17	0,81	250	—	—	—	11 000
Camions légers à essence	7 950	0,65	14	0,88	270	—	—	—	8 240
Véhicules lourds à essence	878	0,05	0,95	0,07	20	—	—	—	899
Motocyclettes	83,2	0,05	1,1	0,00	0,52	—	—	—	84,8
Véhicules légers à moteur diesel	177	0,00	0,08	0,01	4	—	—	—	182
Camions légers à moteur diesel	448	0,01	0,2	0,04	10	—	—	—	459
Véhicules lourds à moteur diesel	7 770	0,4	8	0,2	70	—	—	—	7 860
Véhicules au propane et au gaz naturel	32,8	0,02	0,5	0,00	0,2	—	—	—	33
Transport ferroviaire	761	0,04	0,9	0,3	100	—	—	—	900
Transport maritime intérieur	1 130	0,09	2	0,2	50	—	—	—	1 200
Autres	3 800	2	40	0,9	300	—	—	—	4 100
Véhicules hors route à essence	1 500	2	40	0,03	10	—	—	—	1 500
Véhicules hors route à moteur diesel	2 100	0,1	2	0,9	300	—	—	—	2 400
Pipelines	256	0,24	5,0	0,01	3	—	—	—	264
c. Sources fugitives²	0,13	24	510	—	—	—	—	—	510
Exploitation de la houille	X	X	X	—	—	—	—	—	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	—	—	—	—	—	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	7 500	—	—	—	—	—	1 600	27	9 110
a. Produits minéraux	1 700	—	—	—	—	—	—	—	1 700
Production de ciment	1 300	—	—	—	—	—	—	—	1 300
Production de chaux	420	—	—	—	—	—	—	—	420
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	4 570	—	—	—	—	—	1 600	26,5	6 210
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	4 600	—	—	—	—	—	1 600	12,4	6 200
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium ⁴	—	—	—	—	—	—	—	14,1	14,1
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	1 200	—	—	—	—	—	—	—	1 200
Utilisation de solvants et autres produits	—	—	—	0,24	75	—	—	—	75
Agriculture	—	150	3 200	13	4 100	—	—	—	7 300
a. Fermentation entérique	—	120	2 400	—	—	—	—	—	2 400
b. Gestion des fumiers	—	35	730	1,8	570	—	—	—	1 300
c. Sols agricoles	—	—	—	11	3 500	—	—	—	3 500
Sources directes	—	—	—	6,2	1 900	—	—	—	1 900
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	—	—	—	0,99	310	—	—	—	310
Sources indirectes	—	—	—	4	1 000	—	—	—	1 000
Déchets	68	240	5 000	0,6	200	—	—	—	5 200
a. Enfouissement des déchets	—	230	4 800	—	—	—	—	—	4 800
b. Traitement des eaux usées	—	5,7	120	0,5	200	—	—	—	280
c. Incinération des déchets	68	0,09	2	0,09	30	—	—	—	99

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Émissions de SF₆ provenant de la fonte du magnésium seulement. Pour cette province, l'information concernant l'utilisation du SF₆ pour le moulage du magnésium est confidentielle.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
— absence d'émission.

Tableau A11-12 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Ontario, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'éq. CO₂</i>									
TOTAL	175 000	174 000	200 000	192 000	198 000	202 000	197 000	198 000	190 000	197 000
Énergie	132 000	129 000	164 000	158 000	162 000	167 000	159 000	161 000	152 000	162 000
a. Sources de combustion fixes	83 500	76 700	103 000	99 000	102 000	105 000	96 000	95 000	88 100	97 000
Production d'électricité et de chaleur	26 600	19 100	42 700	40 700	40 500	41 300	32 300	34 300	28 600	33 200
Industrie des combustibles fossiles	6 100	5 500	6 000	6 000	7 500	7 400	7 100	5 200	5 300	6 900
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	489	662	467	403	411	408	445	582	614	651
Industries manufacturières	22 600	21 000	20 700	19 400	20 400	20 500	21 500	19 800	21 500	21 400
Construction	589	371	435	388	519	545	543	602	544	487
Commercial et institutionnel	9 090	9 770	13 100	13 500	12 800	14 000	14 000	13 900	12 500	13 400
Résidentiel	17 000	19 000	19 000	18 000	19 000	20 000	19 000	20 000	18 000	20 000
Agriculture et foresterie	770	1 140	893	757	829	982	963	957	950	1 210
b. Transport¹	47 100	51 200	59 400	57 600	59 000	59 500	61 100	64 100	62 000	63 100
Transport aérien intérieur	1 600	1 300	1 600	1 300	1 200	1 500	1 800	2 200	2 300	2 400
Transport routier	35 600	38 000	42 600	43 700	44 100	45 300	46 400	47 300	47 200	48 200
Véhicules légers à essence	18 800	17 800	16 900	17 100	17 000	16 900	16 700	16 300	16 200	16 500
Camions légers à essence	7 740	10 100	13 800	14 500	15 000	15 600	16 000	16 800	16 800	17 200
Véhicules lourds à essence	1 570	1 050	1 070	1 100	1 110	1 160	1 280	1 260	1 270	1 300
Motocyclettes	43,1	29,5	39,6	47,6	52,7	59,4	64,6	66,2	66,7	68,2
Véhicules légers à moteur diesel	111	99,8	117	123	129	133	142	144	144	147
Camions légers à moteur diesel	148	275	375	391	402	418	441	482	489	500
Véhicules lourds à moteur diesel	6 600	7 810	9 980	9 950	10 200	10 800	11 400	11 800	11 800	12 000
Véhicules au propane et au gaz naturel	540	790	380	410	260	290	330	350	380	420
Transport ferroviaire	2 000	2 000	2 000	2 000	1 000	1 000	1 000	2 000	1 000	2 000
Transport maritime intérieur	940	660	640	680	660	580	640	590	500	470
Autres	7 200	9 600	13 000	10 000	12 000	11 000	11 000	12 000	11 000	11 000
Véhicules hors route à essence	1 800	2 100	3 200	2 600	3 100	3 200	3 300	3 200	2 800	2 600
Véhicules hors route à moteur diesel	3 100	3 500	6 000	5 300	5 400	5 200	5 500	6 200	5 000	4 900
Pipelines	2 260	4 020	3 610	2 510	3 060	2 500	2 080	3 040	2 720	3 010
c. Sources fugitives²	1 340	1 480	1 700	1 810	1 800	1 800	1 830	1 840	1 860	1 850
Exploitation de la houille ³	—	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	1 340	1 480	1 700	1 810	1 800	1 800	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	26 100	27 500	18 700	17 200	18 400	17 700	20 400	19 500	19 200	17 300
a. Produits minéraux	3 400	3 900	4 200	4 100	4 000	4 100	4 300	4 300	4 400	4 200
Production de ciment	2 300	2 800	3 300	3 300	3 200	3 300	3 400	3 500	3 600	3 500
Production de chaux	1 100	1 100	910	760	780	760	820	800	790	770
b. Industries chimiques	11 000	11 000	990	890	1 300	1 200	3 200	2 700	1 300	1 600
Production d'acide nitrique	99,4	92,0	88,8	85,3	95,6	90,1	101	67,2	78,9	74,9
Production d'acide adipique	11 000	11 000	900	800	1 300	1 100	3 100	2 600	1 200	1 500
c. Production de métaux	7 780	8 600	9 400	8 330	8 480	8 280	8 400	8 210	9 030	6 510
Production de fer et d'acier	7 060	7 860	7 880	7 270	7 110	7 040	7 190	7 020	7 780	6 030
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	720	734	1 520	1 060	1 370	1 240	1 210	1 180	1 270	478
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	4 100	4 200	4 100	3 900	4 500	4 100	4 500	4 300	4 500	5 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	65	78	92	81	64	85	82	70	130	120
Agriculture	11 000	11 000	10 000	10 000	10 000	11 000	11 000	10 000	11 000	11 000
a. Fermentation entérique	3 800	3 800	3 600	3 600	3 600	3 700	3 700	3 600	3 500	3 400
b. Gestion des fumiers	1 600	1 600	1 600	1 600	1 600	1 700	1 700	1 700	1 600	1 600
c. Sols agricoles	5 400	5 300	5 000	4 900	5 100	5 300	5 300	5 100	6 000	5 700
Sources directes	3 000	2 900	2 700	2 600	2 700	2 900	2 900	2 700	3 400	3 200
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	510	540	520	530	530	550	550	540	530	500
Sources indirectes	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000
Déchets	5 800	6 600	6 400	6 400	6 500	6 700	6 900	7 200	7 400	7 400
a. Enfouissement des déchets	5 500	6 200	6 100	6 000	6 200	6 400	6 600	6 800	7 100	7 000
b. Traitement des eaux usées	220	240	270	280	280	280	290	290	290	290
c. Incinération des déchets	130	99	73	76	44	48	52	55	58	61

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
 — absence d'émission.

Tableau A11-13 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Ontario, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL	172 000	660	14 000	36	11 000	–	–	480	197 000	
Énergie	156 000	120	2 600	9	3 000	–	–	–	162 000	
a. Sources de combustion fixes	95 800	30	600	2	700	–	–	–	97 000	
Production d'électricité et de chaleur	33 000	1,7	35	0,6	200	–	–	–	33 200	
Industrie des combustibles fossiles	6 880	0,08	2	0,03	10	–	–	–	6 900	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	643	0,01	0,3	0,03	8	–	–	–	651	
Industries manufacturières	21 200	0,8	20	0,5	200	–	–	–	21 400	
Construction	483	0,01	0,2	0,01	4	–	–	–	487	
Commercial et institutionnel	13 300	0,2	5	0,3	90	–	–	–	13 400	
Résidentiel	19 100	20	500	0,6	200	–	–	–	20 000	
Agriculture et foresterie	1 200	0,02	0,4	0,03	10	–	–	–	1 210	
b. Transport¹	60 700	10	200	7	2 000	–	–	–	63 100	
Transport aérien intérieur	2 330	0,1	2	0,2	70	–	–	–	2 400	
Transport routier	46 800	3,3	69	4,2	1 300	–	–	–	48 200	
Véhicules légers à essence	16 000	1,1	23	1,6	480	–	–	–	16 500	
Camions légers à essence	16 500	1,0	22	2,2	670	–	–	–	17 200	
Véhicules lourds à essence	1 270	0,06	1,3	0,10	32	–	–	–	1 300	
Motocycles	66,7	0,05	1,0	0,00	0,44	–	–	–	68,2	
Véhicules légers à moteur diesel	144	0,00	0,06	0,01	4	–	–	–	147	
Camions légers à moteur diesel	488	0,01	0,3	0,04	10	–	–	–	500	
Véhicules lourds à moteur diesel	11 900	0,5	10	0,4	100	–	–	–	12 000	
Véhicules au propane et au gaz naturel	407	0,5	10	0,01	3	–	–	–	420	
Transport ferroviaire	1 350	0,07	2	0,6	200	–	–	–	2 000	
Transport maritime intérieur	445	0,03	0,7	0,08	20	–	–	–	470	
Autres	9 800	6	100	2	600	–	–	–	11 000	
Véhicules hors route à essence	2 500	3	70	0,06	20	–	–	–	2 600	
Véhicules hors route à moteur diesel	4 400	0,2	5	2	600	–	–	–	4 900	
Pipelines	2 920	2,9	62	0,08	20	–	–	–	3 010	
c. Sources fugitives²	0,77	88	1 900	–	–	–	–	–	1 850	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	15 000	–	–	5,05	1 570	–	–	480	17 300	
a. Produits minéraux	4 200	–	–	–	–	–	–	–	4 200	
Production de ciment	3 500	–	–	–	–	–	–	–	3 500	
Production de chaux	770	–	–	–	–	–	–	–	770	
b. Industries chimiques	–	–	–	5,05	1 570	–	–	–	1 600	
Production d'acide nitrique	–	–	–	0,24	74,9	–	–	–	74,9	
Production d'acide adipique	–	–	–	4,8	1 500	–	–	–	1 500	
c. Production de métaux	6 030	–	–	–	–	–	–	478	6 510	
Production de fer et d'acier	6 030	–	–	–	–	–	–	–	6 030	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	478	478	
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	5 000	–	–	–	–	–	–	–	5 000	
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,40	120	–	–	–	120	
Agriculture	–	200	4 100	21	6 500	–	–	–	11 000	
a. Fermentation entérique	–	160	3 400	–	–	–	–	–	3 400	
b. Gestion des fumiers	–	35	730	2,7	850	–	–	–	1 600	
c. Sols agricoles	–	–	–	18	5 700	–	–	–	5 700	
Sources directes	–	–	–	10	3 200	–	–	–	3 200	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	1,6	500	–	–	–	500	
Sources indirectes	–	–	–	6	2 000	–	–	–	2 000	
Déchets	51	340	7 100	0,9	300	–	–	–	7 400	
a. Enfouissement des déchets	–	330	7 000	–	–	–	–	–	7 000	
b. Traitement des eaux usées	–	1,6	33	0,8	300	–	–	–	290	
c. Incinération des déchets	51	–	–	0,03	10	–	–	–	61	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-14 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	kt d'éq. CO ₂									
TOTAL	18 600	19 800	21 200	19 600	20 400	21 100	21 200	20 800	20 900	21 300
Énergie	12 200	12 500	12 900	11 700	12 100	12 300	12 300	12 500	12 100	12 800
a. Sources de combustion fixes	4 820	4 190	5 320	4 540	4 860	4 930	4 660	4 560	4 200	4 560
Production d'électricité et de chaleur	569	219	992	X	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	0,14	0,04	0,03	0,03	0,33	0,01	0,01	0,01	0,05	0,01
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	73,5	12,5	29,2	X	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	1 040	818	1 130	1 050	1 210	1 080	1 200	1 240	1 320	1 330
Construction	63,1	33,6	61,7	60,9	68,0	78,3	82,1	84,9	90,9	102
Commercial et institutionnel	1 400	1 580	1 670	1 580	1 700	1 580	1 580	1 450	1 290	1 410
Résidentiel	1 600	1 400	1 400	1 200	1 300	1 200	1 200	1 100	960	1 100
Agriculture et foresterie	41,9	76,4	62,7	X	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	6 990	7 820	7 000	6 610	6 690	6 790	7 070	7 280	7 220	7 570
Transport aérien intérieur	330	360	360	350	360	390	340	330	330	410
Transport routier	3 920	4 330	4 400	4 440	4 520	4 580	4 790	4 650	4 930	5 240
Véhicules légers à essence	1 630	1 560	1 290	1 260	1 260	1 240	1 230	1 110	1 200	1 240
Camions légers à essence	859	1 150	1 470	1 470	1 530	1 590	1 670	1 600	1 740	1 800
Véhicules lourds à essence	439	227	218	248	239	239	253	233	254	263
Motocyclettes	6,80	6,01	4,21	4,80	7,30	7,90	8,43	7,92	8,67	8,96
Véhicules légers à moteur diesel	10,7	9,18	7,82	7,78	8,09	8,23	8,87	8,08	8,91	9,34
Camions légers à moteur diesel	40,2	71,2	88,7	90,4	94,9	98,9	105	106	119	125
Véhicules lourds à moteur diesel	868	1 210	1 290	1 330	1 360	1 380	1 490	1 560	1 590	1 780
Véhicules au propane et au gaz naturel	61	97	36	31	20	22	21	14	15	18
Transport ferroviaire	600	600	300	200	80	200	300	300	200	200
Transport maritime intérieur	0,02	—	—	—	—	0,29	0,11	—	—	0,32
Autres	2 100	2 600	1 900	1 600	1 700	1 600	1 700	2 000	1 700	1 700
Véhicules hors route à essence	340	510	430	390	370	390	400	370	330	360
Véhicules hors route à moteur diesel	960	780	690	660	700	800	850	1 100	830	860
Pipelines	841	1 290	822	539	654	447	429	596	535	472
c. Sources fugitives²	421	476	563	569	584	593	593	614	668	681
Exploitation de la houille	—	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel ³	421	476	563	569	584	593	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	504	330	549	538	481	463	482	545	532	547
a. Produits minéraux	200	69	69	61	63	58	62	59	54	53
Production de ciment	140	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	58	69	69	61	63	58	62	59	54	53
b. Industries chimiques	20	29	44	48	43	42	50	54	50	50
Production d'acide nitrique	20,1	29,1	44,2	48,1	43,4	41,6	50,4	53,7	50,2	50,2
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	280	230	440	430	370	360	370	430	430	440
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	7,0	8,0	9,0	7,9	6,1	8,1	7,7	6,5	12	12
Agriculture	5 300	6 200	7 000	6 600	7 000	7 500	7 600	7 000	7 500	7 100
a. Fermentation entérique	1 400	1 800	2 000	2 000	2 100	2 200	2 400	2 400	2 400	2 200
b. Gestion des fumiers	520	660	750	800	850	880	910	920	930	880
c. Sols agricoles	3 300	3 800	4 200	3 800	4 100	4 400	4 200	3 600	4 100	4 000
Sources directes	1 900	2 100	2 300	2 000	2 100	2 300	2 200	1 800	2 100	2 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	230	300	340	360	370	390	420	430	420	390
Sources indirectes	1 000	1 000	2 000	1 000	2 000	2 000	2 000	1 000	2 000	2 000
Déchets	600	690	760	770	790	800	810	820	840	850
a. Enfouissement des déchets	570	660	730	740	750	760	780	790	800	810
b. Traitement des eaux usées	31	32	33	34	34	33	34	33	33	34
c. Incinération des déchets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
— absence d'émission.

Tableau A11-15 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Manitoba, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre								TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆	
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL	12 300	200	4 200	16	4 800	–	–	–	21 300
Énergie	11 800	34	720	0,9	300	–	–	–	12 800
a. Sources de combustion fixes	4 460	3	60	0,1	40	–	–	–	4 560
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	–	–	–	0,00	0,01	–	–	–	0,01
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industries manufacturières	1 320	0,05	1	0,03	10	–	–	–	1 330
Construction	101	0,00	0,04	0,00	0,6	–	–	–	102
Commercial et institutionnel	1 400	0,03	0,6	0,03	9	–	–	–	1 410
Résidentiel	997	3	60	0,05	20	–	–	–	1 100
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	–	X
b. Transport¹	7 290	1	30	0,8	300	–	–	–	7 570
Transport aérien intérieur	394	0,03	0,7	0,04	10	–	–	–	410
Transport routier	5 120	0,38	8,1	0,36	110	–	–	–	5 240
Véhicules légers à essence	1 210	0,11	2,3	0,09	28	–	–	–	1 240
Camions légers à essence	1 740	0,16	3,3	0,18	56	–	–	–	1 800
Véhicules lourds à essence	257	0,02	0,33	0,02	5,6	–	–	–	263
Motocyclettes	8,79	0,01	0,11	0,00	0,05	–	–	–	8,96
Véhicules légers à moteur diesel	9,11	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	–	9,34
Camions légers à moteur diesel	122	0,00	0,07	0,01	3	–	–	–	125
Véhicules lourds à moteur diesel	1 770	0,08	2	0,05	20	–	–	–	1 780
Véhicules au propane et au gaz naturel	17,1	0,02	0,3	0,00	0,1	–	–	–	18
Transport ferroviaire	200	0,01	0,2	0,08	30	–	–	–	200
Transport maritime intérieur	0,31	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	0,32
Autres	1 600	0,9	20	0,3	100	–	–	–	1 700
Véhicules hors route à essence	350	0,4	9	0,01	2	–	–	–	360
Véhicules hors route à moteur diesel	760	0,04	0,9	0,3	100	–	–	–	860
Pipelines	458	0,46	9,7	0,01	4	–	–	–	472
c. Sources fugitives²	51	30	630	–	–	–	–	–	681
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	500	–	–	0,16	50,2	–	–	–	547
a. Produits minéraux	53	–	–	–	–	–	–	–	53
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	53	–	–	–	–	–	–	–	53
b. Industries chimiques	–	–	–	0,16	50,2	–	–	–	50
Production d'acide nitrique	–	–	–	0,16	50,2	–	–	–	50,2
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	440	–	–	–	–	–	–	–	440
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,04	12	–	–	–	12
Agriculture	–	130	2 600	14	4 400	–	–	–	7 100
a. Fermentation entérique	–	110	2 200	–	–	–	–	–	2 200
b. Gestion des fumiers	–	19	400	1,5	480	–	–	–	880
c. Sols agricoles	–	–	–	13	4 000	–	–	–	4 000
Sources directes	–	–	–	6,6	2 000	–	–	–	2 000
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	1,3	390	–	–	–	390
Sources indirectes	–	–	–	5	2 000	–	–	–	2 000
Déchets	–	39	820	0,08	20	–	–	–	850
a. Enfouissement des déchets	–	39	810	–	–	–	–	–	810
b. Traitement des eaux usées	–	0,45	9,5	0,08	20	–	–	–	34
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-16 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	kt d'éq. CO ₂									
TOTAL	43 400	59 100	66 500	65 800	66 700	69 100	71 500	72 100	71 200	72 000
Energie	34 500	47 300	53 400	53 200	54 600	55 600	57 100	57 200	57 000	58 100
a. Sources de combustion fixes	19 300	25 200	26 800	27 300	28 300	28 400	29 500	28 600	27 800	28 400
Production d'électricité et de chaleur	10 400	13 900	14 600	X	X	X	X	X	X	X
Industrie des combustibles fossiles	3 800	4 800	5 400	5 800	6 300	5 500	6 400	6 600	6 300	6 200
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	930	1 630	1 930	X	X	X	X	X	X	X
Industries manufacturières	833	1 260	910	774	699	680	638	627	587	563
Construction	70,0	71,0	48,7	39,7	37,9	36,4	41,2	40,7	43,3	63,9
Commercial et institutionnel	980	1 170	1 660	1 540	1 980	1 930	1 760	1 700	1 730	1 580
Résidentiel	2 100	2 100	1 900	1 900	2 000	1 700	1 700	1 600	1 700	1 600
Agriculture et foresterie	292	317	271	X	X	X	X	X	X	X
b. Transport¹	9 190	11 100	10 800	9 590	10 100	10 200	10 200	11 400	11 700	12 600
Transport aérien intérieur	210	170	110	120	130	120	110	130	140	150
Transport routier	4 100	4 930	5 530	4 940	5 500	5 750	5 860	5 850	6 200	6 710
Véhicules légers à essence	1 150	1 390	1 260	996	1 200	1 220	1 160	1 070	1 150	1 280
Camions légers à essence	828	1 350	1 710	1 370	1 700	1 840	1 840	1 800	1 940	2 160
Véhicules lourds à essence	722	472	345	300	359	374	377	350	380	422
Motocyclettes	1,96	2,73	5,56	4,81	6,04	6,82	6,93	7,05	7,68	8,53
Véhicules légers à moteur diesel	6,73	6,68	7,49	6,29	8,08	8,55	8,79	8,32	8,96	9,92
Camions légers à moteur diesel	51,4	135	192	162	210	227	231	242	267	296
Véhicules lourds à moteur diesel	1 270	1 520	1 980	2 080	1 990	2 060	2 220	2 360	2 430	2 530
Véhicules au propane et au gaz naturel	65	50	27	31	19	14	17	11	10	10
Transport ferroviaire	600	500	400	300	200	200	200	400	400	200
Transport maritime intérieur	0,10	0,01	0,02	0,04	0,01	0,01	0,01	—	—	—
Autres	4 300	5 500	4 800	4 200	4 200	4 100	4 000	5 000	5 000	5 500
Véhicules hors route à essence	1 200	840	660	1 300	740	730	750	920	1 000	1 100
Véhicules hors route à moteur diesel	1 600	2 100	1 800	1 300	1 500	1 800	1 900	2 200	2 400	3 000
Pipelines	1 580	2 510	2 320	1 680	1 920	1 540	1 390	1 880	1 580	1 350
c. Sources fugitives²	6 060	11 000	15 800	16 300	16 300	17 100	17 500	17 200	17 500	17 000
Exploitation de la houille ³	10	10	10	10	10	10	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	6 050	11 000	15 800	16 300	16 300	17 000	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	285	912	1 280	1 360	1 330	1 280	1 450	1 410	1 490	1 400
a. Produits minéraux	83	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de ciment	83	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	28	13	14	13
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	27,7	12,7	13,6	13,0
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	200	910	1 300	1 400	1 300	1 300	1 400	1 400	1 500	1 400
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	6,4	7,2	7,9	6,9	5,3	7,0	6,6	5,5	9,8	9,7
Agriculture	8 100	10 000	11 000	11 000	10 000	12 000	12 000	13 000	12 000	12 000
a. Fermentation entérique	2 400	3 200	3 300	3 500	3 600	3 900	4 200	4 300	4 200	4 200
b. Gestion des fumiers	680	900	940	990	1 000	1 100	1 200	1 200	1 200	1 200
c. Sols agricoles	5 000	6 100	6 900	6 200	5 500	6 600	7 000	7 300	6 600	6 500
Sources directes	2 800	3 400	3 800	3 200	2 700	3 400	3 600	3 800	3 300	3 300
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	420	600	630	660	690	750	800	830	810	800
Sources indirectes	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	3 000	3 000	2 000	2 000
Déchets	500	550	590	600	610	610	620	630	640	640
a. Enfouissement des déchets	460	510	560	560	570	580	580	590	600	600
b. Traitement des eaux usées	37	38	38	39	39	39	39	38	38	38
c. Incinération des déchets	0,52	0,04	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
— absence d'émission.

Tableau A11-17 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Saskatchewan, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre								
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆	TOTAL
	Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂
TOTAL	42 800	1 000	21 000	26	8 200	–	–	–	72 000
Énergie	41 500	760	16 000	2	700	–	–	–	58 100
a. Sources de combustion fixes	27 900	20	300	0,6	200	–	–	–	28 400
Production d'électricité et de chaleur	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industrie des combustibles fossiles	5 930	10	300	0,1	40	–	–	–	6 200
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Industries manufacturières	559	0,02	0,4	0,01	4	–	–	–	563
Construction	63,5	0,00	0,03	0,00	0,4	–	–	–	63,9
Commercial et institutionnel	1 570	0,03	0,6	0,03	10	–	–	–	1 580
Résidentiel	1 600	2	30	0,04	10	–	–	–	1 600
Agriculture et foresterie	X	X	X	X	X	–	–	–	X
b. Transport¹	12 000	3	70	2	500	–	–	–	12 600
Transport aérien intérieur	144	0,02	0,3	0,01	4	–	–	–	150
Transport routier	6 560	0,54	11	0,45	140	–	–	–	6 710
Véhicules légers à essence	1 240	0,14	2,9	0,10	31	–	–	–	1 280
Camions légers à essence	2 090	0,23	4,8	0,22	68	–	–	–	2 160
Véhicules lourds à essence	413	0,03	0,69	0,03	9,0	–	–	–	422
Motocyclettes	8,36	0,01	0,11	0,00	0,06	–	–	–	8,53
Véhicules légers à moteur diesel	9,67	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	–	9,92
Camions légers à moteur diesel	288	0,01	0,2	0,02	7	–	–	–	296
Véhicules lourds à moteur diesel	2 500	0,1	2	0,08	20	–	–	–	2 530
Véhicules au propane et au gaz naturel	9,89	0,01	0,3	0,00	0,06	–	–	–	10
Transport ferroviaire	218	0,01	0,3	0,09	30	–	–	–	200
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres	5 100	3	60	1	400	–	–	–	5 500
Véhicules hors route à essence	1 100	1	30	0,03	8	–	–	–	1 100
Véhicules hors route à moteur diesel	2 700	0,1	3	1	300	–	–	–	3 000
Pipelines	1 310	1,4	29	0,04	10	–	–	–	1 350
c. Sources fugitives²	1 500	740	15 000	0,01	4	–	–	–	17 000
Exploitation de la houille	X	X	X	X	X	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	X	X	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	1 400	–	–	0,04	13,0	–	–	–	1 400
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques	–	–	–	0,04	13,0	–	–	–	13
Production d'acide nitrique	–	–	–	0,04	13,0	–	–	–	13,0
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	1 400	–	–	–	–	–	–	–	1 400
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,03	9,7	–	–	–	9,7
Agriculture	–	210	4 500	24	7 400	–	–	–	12 000
a. Fermentation entérique	–	200	4 200	–	–	–	–	–	4 200
b. Gestion des fumiers	–	15	320	2,8	870	–	–	–	1 200
c. Sols agricoles	–	–	–	21	6 500	–	–	–	6 500
Sources directes	–	–	–	11	3 300	–	–	–	3 300
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	2,6	800	–	–	–	800
Sources indirectes	–	–	–	8	2 000	–	–	–	2 000
Déchets	–	30	620	0,07	20	–	–	–	640
a. Enfouissement des déchets	–	29	600	–	–	–	–	–	600
b. Traitement des eaux usées	–	0,66	18	0,07	20	–	–	–	38
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-18 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Alberta, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'éq. CO₂</i>									
TOTAL	171 000	200 000	226 000	226 000	226 000	234 000	234 000	230 000	233 000	246 000
Energie	148 000	172 000	194 000	195 000	196 000	203 000	200 000	196 000	200 000	212 000
a. Sources de combustion fixes	96 500	111 000	126 000	125 000	129 000	134 000	130 000	125 000	126 000	136 000
Production d'électricité et de chaleur	40 200	49 200	52 200	53 600	53 000	54 700	53 400	52 600	53 900	55 300
Industrie des combustibles fossiles	32 000	34 000	44 000	45 000	46 000	45 000	43 000	40 000	40 000	42 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	2 430	3 380	5 570	5 960	7 620	11 100	10 600	11 100	11 500	17 500
Industries manufacturières	9 540	10 100	9 750	8 010	7 860	7 920	7 990	7 820	7 040	6 880
Construction	237	188	174	169	172	160	159	167	188	191
Commercial et institutionnel	5 020	5 590	5 360	4 820	5 800	6 150	6 180	5 540	5 330	5 490
Résidentiel	6 700	7 700	8 400	7 300	8 100	8 300	8 200	7 500	7 600	9 000
Agriculture et foresterie	475	339	365	289	304	273	269	238	237	273
b. Transport¹	22 000	24 000	29 300	31 400	30 300	31 000	32 300	33 400	36 100	38 800
Transport aérien intérieur	1 100	1 000	1 200	1 300	1 300	1 300	1 400	1 400	1 400	1 600
Transport routier	13 700	15 300	16 700	17 800	17 800	18 000	18 900	19 600	20 600	21 400
Véhicules légers à essence	4 460	4 020	3 780	3 850	3 800	3 670	3 620	3 560	3 670	3 800
Camions légers à essence	3 270	4 140	5 600	5 780	6 030	6 140	6 420	6 680	6 920	7 160
Véhicules lourds à essence	1 830	1 440	1 200	1 690	1 590	1 570	1 630	1 640	1 710	1 780
Motocyclettes	22,8	20,7	26,7	29,0	31,6	33,6	35,6	36,5	38,2	39,5
Véhicules légers à moteur diesel	22,9	17,7	17,5	19,5	21,3	21,3	22,8	22,9	23,7	24,6
Camions légers à moteur diesel	165	337	457	509	560	573	606	673	709	735
Véhicules lourds à moteur diesel	3 330	4 780	5 350	5 630	5 500	5 860	6 380	6 850	7 410	7 790
Véhicules au propane et au gaz naturel	630	520	270	270	220	190	190	120	150	120
Transport ferroviaire	2 000	1 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	2 000	3 000	3 000
Transport maritime intérieur	0,32	0,61	0,00	0,02	0,02	0,01	0,01	–	–	–
Autres	5 400	6 500	9 600	10 000	9 100	9 200	9 600	9 900	11 000	13 000
Véhicules hors route à essence	1 300	940	1 200	1 300	1 200	910	910	820	840	900
Véhicules hors route à moteur diesel	2 800	2 900	5 700	5 400	4 500	5 200	5 500	5 900	6 800	8 100
Pipelines	1 290	2 700	2 700	3 460	3 510	3 140	3 160	3 190	3 680	3 710
c. Sources fugitives²	29 100	37 300	39 100	38 500	36 900	37 600	37 800	37 100	37 500	37 000
Exploitation de la houille ³	200	300	200	200	200	200	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	28 900	37 000	38 900	38 300	36 700	37 500	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	8 200	9 630	10 500	10 700	10 000	11 300	13 000	12 900	12 900	12 900
a. Produits minéraux	850	930	1 100	1 100	1 200	1 100	1 100	1 200	1 200	1 200
Production de ciment	740	800	960	940	1 000	1 000	1 000	1 000	1 100	1 100
Production de chaux	100	130	150	150	130	120	130	120	110	110
b. Industries chimiques	810	780	1 100	1 200	1 100	1 100	1 000	1 100	1 100	1 000
Production d'acide nitrique	813	778	1 100	1 150	1 120	1 130	1 050	1 120	1 090	996
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	10,7	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	10,7	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	6 500	7 900	8 300	8 500	7 700	9 100	11 000	11 000	11 000	11 000
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	16	19	24	21	17	22	21	18	34	34
Agriculture	14 000	17 000	19 000	19 000	19 000	18 000	19 000	20 000	19 000	19 000
a. Fermentation entérique	5 700	7 300	8 600	8 900	8 900	8 400	8 600	9 000	8 800	8 800
b. Gestion des fumiers	1 500	1 900	2 200	2 300	2 400	2 200	2 300	2 300	2 300	2 300
c. Sols agricoles	6 700	7 400	8 500	7 900	7 300	7 700	8 200	8 300	8 000	7 900
Sources directes	3 500	3 700	4 000	3 500	3 100	3 500	3 800	3 800	3 600	3 500
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	900	1 200	1 500	1 600	1 600	1 500	1 500	1 600	1 600	1 600
Sources indirectes	2 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000	3 000
Déchets	1 300	1 300	1 400	1 500	1 500	1 500	1 600	1 600	1 600	1 600
a. Enfouissement des déchets	1 200	1 200	1 400	1 400	1 400	1 400	1 500	1 600	1 500	1 600
b. Traitement des eaux usées	69	67	69	68	65	65	67	67	69	71
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
– absence d'émission.

Tableau A11-19 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour l'Alberta, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL	192 000	1 900	40 000	43	13 000	–	–	–	–	246 000
Énergie	180 000	1 400	29 000	9	3 000	–	–	–	–	212 000
a. Sources de combustion fixes	134 000	80	2 000	3	900	–	–	–	–	136 000
Production d'électricité et de chaleur	54 900	1,6	34	1	300	–	–	–	–	55 300
Industrie des combustibles fossiles	39 900	70	2 000	0,9	300	–	–	–	–	42 000
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	17 400	0,3	7	0,4	100	–	–	–	–	17 500
Industries manufacturières	6 800	0,4	8	0,2	70	–	–	–	–	6 880
Construction	189	0,00	0,07	0,01	2	–	–	–	–	191
Commercial et institutionnel	5 450	0,1	2	0,1	40	–	–	–	–	5 490
Résidentiel	8 880	2	30	0,2	60	–	–	–	–	9 000
Agriculture et foresterie	271	0,01	0,1	0,01	2	–	–	–	–	273
b. Transport¹	36 900	7	100	6	2 000	–	–	–	–	38 800
Transport aérien intérieur	1 540	0,09	2	0,1	40	–	–	–	–	1 600
Transport routier	21 000	1,5	31	1,4	450	–	–	–	–	21 400
Véhicules légers à essence	3 700	0,33	7,0	0,28	87	–	–	–	–	3 800
Camions légers à essence	6 920	0,59	12	0,73	230	–	–	–	–	7 160
Véhicules lourds à essence	1 730	0,09	1,8	0,13	41	–	–	–	–	1 780
Motocyclettes	38,8	0,02	0,50	0,00	0,24	–	–	–	–	39,5
Véhicules légers à moteur diesel	24,0	0,00	0,01	0,00	0,6	–	–	–	–	24,6
Camions légers à moteur diesel	716	0,02	0,4	0,06	20	–	–	–	–	735
Véhicules lourds à moteur diesel	7 710	0,4	7	0,2	70	–	–	–	–	7 780
Véhicules au propane et au gaz naturel	113	0,07	1	0,00	0,7	–	–	–	–	120
Transport ferroviaire	2 750	0,2	3	1	400	–	–	–	–	3 000
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Autres	12 000	5	100	3	1 000	–	–	–	–	13 000
Véhicules hors route à essence	870	1	20	0,02	6	–	–	–	–	900
Véhicules hors route à moteur diesel	7 200	0,4	8	3	900	–	–	–	–	8 100
Pipelines	3 610	3,6	75	0,09	30	–	–	–	–	3 710
c. Sources fugitives²	9 600	1 300	27 000	0,01	2	–	–	–	–	37 000
Exploitation de la houille	X	X	X	X	X	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	X	X	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	12 000	–	–	3,21	996	–	–	–	–	12 900
a. Produits minéraux	1 200	–	–	–	–	–	–	–	–	1 200
Production de ciment	1 100	–	–	–	–	–	–	–	–	1 100
Production de chaux	110	–	–	–	–	–	–	–	–	110
b. Industries chimiques	–	–	–	3,21	996	–	–	–	–	1 000
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	996	–	–	–	–	996
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	11 000	–	–	–	–	–	–	–	–	11 000
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,11	34	–	–	–	–	34
Agriculture	–	450	9 400	31	9 600	–	–	–	–	19 000
a. Fermentation entérique	–	420	8 800	–	–	–	–	–	–	8 800
b. Gestion des fumiers	–	28	580	5,5	1 700	–	–	–	–	2 300
c. Sols agricoles	–	–	–	25	7 900	–	–	–	–	7 900
Sources directes	–	–	–	11	3 500	–	–	–	–	3 500
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	5,1	1 600	–	–	–	–	1 600
Sources indirectes	–	–	–	9	3 000	–	–	–	–	3 000
Déchets	–	74	1 600	0,2	70	–	–	–	–	1 600
a. Enfouissement des déchets	–	74	1 600	–	–	–	–	–	–	1 600
b. Traitement des eaux usées	–	–	–	0,2	70	–	–	–	–	71
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-20 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'éq. CO₂</i>									
TOTAL	49 200	57 500	61 600	63 100	60 500	61 500	63 900	61 200	60 300	63 100
Energie	40 500	48 000	51 400	53 700	51 200	52 100	54 200	51 800	51 300	54 100
a. Sources de combustion fixes	18 800	21 000	22 400	24 700	22 400	22 000	23 200	21 600	21 600	23 700
Production d'électricité et de chaleur	1 180	2 730	2 510	3 110	1 200	1 350	1 870	1 480	1 540	1 560
Industrie des combustibles fossiles	3 500	3 500	3 800	5 400	5 600	6 000	6 500	5 800	5 800	6 300
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	255	164	318	233	273	155	494	299	1 000	1 040
Industries manufacturières	6 080	6 390	7 340	7 540	6 670	6 750	6 610	6 190	5 360	6 940
Construction	306	200	75,9	70,7	73,9	82,0	101	107	111	117
Commercial et institutionnel	2 840	3 400	3 420	3 470	4 170	3 460	3 520	3 400	3 360	3 330
Résidentiel	4 300	4 400	4 600	4 500	4 400	4 100	4 000	4 300	4 400	4 400
Agriculture et foresterie	321	152	315	356	124	80,5	67,8	66,5	66,2	64,1
b. Transport¹	18 400	22 000	23 700	23 500	23 600	24 900	25 900	25 000	24 300	24 900
Transport aérien intérieur	1 100	1 200	1 400	1 100	1 400	1 300	1 500	1 500	1 500	1 400
Transport routier	11 400	13 200	14 700	14 500	14 600	14 800	15 700	15 300	15 300	15 600
Véhicules légers à essence	3 850	4 430	4 450	4 330	4 300	4 260	4 440	4 170	4 100	4 130
Camions légers à essence	2 200	3 390	4 470	4 540	4 620	4 680	5 000	4 770	4 710	4 750
Véhicules lourds à essence	2 040	1 830	1 670	1 570	1 500	1 620	1 720	1 640	1 630	1 650
Motocyclettes	17,5	13,1	16,4	18,2	20,0	21,9	26,3	27,2	27,1	27,4
Véhicules légers à moteur diesel	26,4	29,1	37,5	37,5	39,2	38,9	43,9	45,7	45,1	45,8
Camions légers à moteur diesel	35,3	63,3	64,8	54,3	47,1	54,1	57,1	56,1	56,9	57,9
Véhicules lourds à moteur diesel	2 490	2 860	3 630	3 610	3 740	3 880	4 190	4 430	4 530	4 690
Véhicules au propane et au gaz naturel	780	570	330	320	290	260	260	190	190	230
Transport ferroviaire	1 000	2 000	1 000	1 000	800	600	400	400	400	400
Transport maritime intérieur	1 000	1 200	1 200	1 600	1 900	3 000	2 700	2 500	2 500	2 600
Autres	3 400	4 700	5 100	5 300	4 900	5 200	5 700	5 200	4 700	4 900
Véhicules hors route à essence	350	420	490	430	430	460	510	450	450	450
Véhicules hors route à moteur diesel	2 200	2 900	3 000	3 000	3 100	3 700	4 000	3 700	3 500	3 600
Pipelines	856	1 390	1 650	1 860	1 360	1 060	1 130	989	774	933
c. Sources fugitives²	3 320	4 980	5 270	5 550	5 220	5 160	5 130	5 240	5 320	5 510
Exploitation de la houille ³	500	600	500	500	500	400	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	2 830	4 410	4 790	5 030	4 750	4 730	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	3 060	3 320	3 880	2 910	2 820	2 960	3 150	3 020	2 760	2 760
a. Produits minéraux	770	950	1 300	1 200	1 300	1 200	1 400	1 300	1 300	1 400
Production de ciment	610	760	1 100	1 000	1 100	1 100	1 200	1 100	1 200	1 200
Production de chaux	160	190	220	190	200	180	190	180	170	160
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	1 510	1 690	1 820	1 270	1 060	1 230	1 360	1 130	1 020	1 100
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	1 500	1 700	1 800	1 300	1 100	1 200	1 400	1 100	1 000	1 100
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium ⁵	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁶	780	680	790	420	490	480	430	560	410	300
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	21	27	32	28	22	29	27	23	42	42
Agriculture	2 200	2 400	2 400	2 500	2 500	2 600	2 700	2 600	2 400	2 300
a. Fermentation entérique	1 000	1 200	1 200	1 200	1 200	1 300	1 300	1 300	1 200	1 100
b. Gestion des fumiers	320	360	380	380	390	400	400	400	380	370
c. Sols agricoles	860	880	870	940	900	940	950	950	820	830
Sources directes	370	340	320	360	320	340	340	350	290	300
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	200	240	260	260	270	280	290	280	260	250
Sources indirectes	300	300	300	300	300	300	300	300	300	300
Déchets	3 400	3 800	3 900	3 900	3 900	3 900	3 800	3 700	3 800	3 800
a. Enfouissement des déchets	3 300	3 600	3 700	3 700	3 700	3 700	3 600	3 500	3 600	3 600
b. Traitement des eaux usées	85	98	100	110	110	110	110	110	110	110
c. Incinération des déchets	66	73	70	67	69	69	69	69	68	68

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Pour cette province, l'information concernant l'utilisation du SF₆ pour le moulage du magnésium est confidentielle.
 6. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
— absence d'émission.

Tableau A11-21 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour la Colombie-Britannique, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									TOTAL kt CO ₂ équivalent
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	Unité	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
TOTAL	51 700	390	8 300	8,0	2 500	–	580	–	63 100	
Énergie	49 500	160	3 300	4	1 000	–	–	–	54 100	
a. Sources de combustion fixes	22 900	20	500	0,8	300	–	–	–	23 700	
Production d'électricité et de chaleur	1 550	0,23	4,7	0,04	10	–	–	–	1 560	
Industrie des combustibles fossiles	5 910	20	300	0,2	50	–	–	–	6 300	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	1 030	0,02	0,4	0,02	6	–	–	–	1 040	
Industries manufacturières	6 800	0,8	20	0,4	100	–	–	–	6 940	
Construction	117	0,00	0,05	0,00	0,7	–	–	–	117	
Commercial et institutionnel	3 300	0,06	1	0,07	20	–	–	–	3 330	
Résidentiel	4 170	7	200	0,2	50	–	–	–	4 400	
Agriculture et foresterie	63,6	0,00	0,02	0,00	0,5	–	–	–	64,1	
b. Transport¹	23 800	3	60	3	1 000	–	–	–	24 900	
Transport aérien intérieur	1 360	0,07	1	0,1	40	–	–	–	1 400	
Transport routier	15 100	1,1	23	1,4	430	–	–	–	15 600	
Véhicules légers à essence	3 980	0,31	6,5	0,48	150	–	–	–	4 130	
Camions légers à essence	4 550	0,30	6,4	0,64	200	–	–	–	4 750	
Véhicules lourds à essence	1 610	0,10	2,1	0,11	34	–	–	–	1 650	
Motocyclettes	26,8	0,02	0,40	0,00	0,17	–	–	–	27,4	
Véhicules légers à moteur diesel	44,6	0,00	0,02	0,00	1	–	–	–	45,8	
Camions légers à moteur diesel	56,5	0,00	0,03	0,01	1	–	–	–	57,9	
Véhicules lourds à moteur diesel	4 640	0,2	4	0,1	40	–	–	–	4 680	
Véhicules au propane et au gaz naturel	222	0,1	3	0,00	1	–	–	–	230	
Transport ferroviaire	356	0,02	0,4	0,1	50	–	–	–	400	
Transport maritime intérieur	2 440	0,2	4	0,4	100	–	–	–	2 600	
Autres	4 500	2	30	1	400	–	–	–	4 900	
Véhicules hors route à essence	440	0,5	10	0,01	3	–	–	–	450	
Véhicules hors route à moteur diesel	3 200	0,2	4	1	400	–	–	–	3 600	
Pipelines	907	0,89	19	0,02	8	–	–	–	933	
c. Sources fugitives²	2 800	130	2 700	–	–	–	–	–	5 510	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	2 200	–	–	–	–	–	580	–	2 780	
a. Produits minéraux	1 400	–	–	–	–	–	–	–	1 400	
Production de ciment	1 200	–	–	–	–	–	–	–	1 200	
Production de chaux	160	–	–	–	–	–	–	–	160	
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
c. Production de métaux	524	–	–	–	–	–	580	–	1 100	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production d'aluminium	520	–	–	–	–	–	580	–	1 100	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium ⁴	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	300	–	–	–	–	–	–	–	300	
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,13	42	–	–	–	42	
Agriculture	–	63	1 300	3,3	1 000	–	–	–	2 300	
a. Fermentation entérique	–	55	1 100	–	–	–	–	–	1 100	
b. Gestion des fumiers	–	7,8	160	0,66	200	–	–	–	370	
c. Sols agricoles	–	–	–	2,7	830	–	–	–	830	
Sources directes	–	–	–	0,97	300	–	–	–	300	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	0,81	250	–	–	–	250	
Sources indirectes	–	–	–	0,9	300	–	–	–	300	
Déchets	57	170	3 600	0,3	100	–	–	–	3 800	
a. Enfouissement des déchets	–	170	3 600	–	–	–	–	–	3 800	
b. Traitement des eaux usées	–	1,0	21	0,3	90	–	–	–	110	
c. Incinération des déchets	57	–	–	0,04	10	–	–	–	68	

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Pour cette province, l'information concernant l'utilisation du SF₆ pour le moulage du magnésium est confidentielle.
 - Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-22 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon, 1990-2007

	1990	1995	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	kt d'éq. CO ₂									
TOTAL	531	538	435	423	433	429	402	385	399	400
Energie	526	532	430	418	428	424	397	380	394	395
a. Sources de combustion fixes	226	248	191	168	169	163	129	124	140	137
Production d'électricité et de chaleur	93,6	53,3	17,0	14,6	17,2	10,7	7,99	7,53	7,81	10,9
Industrie des combustibles fossiles	2,9	91	84	56	48	28	9,8	28	36	30
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	4,12	10,3	1,54	2,09	2,90	2,11	1,73	3,08	3,26	3,93
Industries manufacturières	8,01	0,47	—	0,03	—	—	—	—	—	—
Construction	5,46	4,45	2,40	1,64	1,58	2,65	1,95	1,07	1,70	2,09
Commercial et institutionnel	81,9	60,8	52,9	51,2	53,1	58,5	40,0	39,8	42,5	45,7
Résidentiel	29	19	33	29	31	41	55	39	42	44
Agriculture et foresterie	1,24	7,56	0,95	13,9	14,7	19,9	13,2	6,27	6,02	—
b. Transport¹	300	281	236	248	254	258	265	252	252	255
Transport aérien intérieur	21	21	23	16	15	20	22	21	25	28
Transport routier	180	218	162	165	168	164	161	156	144	133
Véhicules légers à essence	79,1	72,5	48,9	47,2	45,6	45,0	39,1	34,1	29,3	23,9
Camions légers à essence	30,4	41,7	39,6	41,4	42,5	44,2	40,4	37,6	32,3	26,4
Véhicules lourds à essence	10,2	9,69	5,89	6,28	6,08	6,31	5,83	5,26	4,51	3,67
Motocyclettes	0,46	0,41	0,32	0,32	0,35	0,38	0,35	0,32	0,27	0,22
Véhicules légers à moteur diesel	0,55	0,51	0,35	0,34	0,33	0,34	0,32	0,28	0,24	0,20
Camions légers à moteur diesel	0,60	0,96	2,51	2,55	2,58	2,71	2,54	2,64	2,33	1,91
Véhicules lourds à moteur diesel	57,2	88,0	63,5	65,5	69,0	63,6	70,3	74,9	73,3	75,0
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,5	4,0	0,68	1,0	1,6	1,9	2,1	1,1	1,5	1,8
Transport ferroviaire	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport maritime intérieur	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Autres	98	43	52	68	71	73	82	75	83	94
Véhicules hors route à essence	10	7,6	11	12	10	10	2,7	2,9	2,5	1,9
Véhicules hors route à moteur diesel	88	35	40	55	61	63	79	72	80	92
Pipelines	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Sources fugitives²	—	3,77	2,71	2,18	5,43	3,58	3,25	3,42	2,96	2,79
Exploitation de la houille ³	—	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	—	3,77	2,71	2,18	5,43	3,58	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	1,38	2,09	0,71	0,61	0,99	0,75	0,49	0,56	0,56	0,71
a. Produits minéraux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de ciment	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	1,4	2,1	0,71	0,61	0,99	0,75	0,48	0,56	0,56	0,71
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	0,18	0,22	0,24	0,21	0,16	0,22	0,21	0,18	0,32	0,32
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	3,4	3,8	3,7	3,7	3,8	4,0	4,1	4,2	4,3	4,4
a. Enfouissement des déchets	0,55	0,68	0,83	0,85	0,88	0,91	0,93	0,96	0,99	1,0
b. Traitement des eaux usées	2,9	3,2	2,9	2,8	2,9	3,1	3,2	3,3	3,3	3,4
c. Incinération des déchets	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
— absence d'émission.

Tableau A11-23 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Yukon, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆	TOTAL	
	kt	kt	kt CO ₂ équivalent	kt	kt CO ₂ équivalent	kt CO ₂ équivalent	kt CO ₂ équivalent	kt CO ₂ équivalent	kt CO ₂ équivalent	
Unité			21	310						
TOTAL	376	0,39	8,2	0,05	16	–	–	–	400	
Énergie	375	0,21	4,4	0,05	20	–	–	–	395	
a. Sources de combustion fixes	131	0,2	4	0,01	2	–	–	–	137	
Production d'électricité et de chaleur	10,4	0,00	0,01	0,00	0,5	–	–	–	10,9	
Industrie des combustibles fossiles	28,1	0,07	2	0,00	0,3	–	–	–	30	
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	3,86	0,00	0,00	0,00	0,07	–	–	–	3,93	
Industries manufacturières	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Construction	2,06	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	–	2,09	
Commercial et institutionnel	45,3	0,00	0,01	0,00	0,4	–	–	–	45,7	
Résidentiel	41,7	0,1	2	0,00	0,5	–	–	–	44	
Agriculture et foresterie	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
b. Transport¹	241	0,02	0,4	0,04	10	–	–	–	255	
Transport aérien intérieur	27,5	0,00	0,08	0,00	0,8	–	–	–	28	
Transport routier	131	0,01	0,20	0,01	2,2	–	–	–	133	
Véhicules légers à essence	23,3	0,00	0,05	0,00	0,54	–	–	–	23,9	
Camions légers à essence	25,6	0,00	0,06	0,00	0,79	–	–	–	26,4	
Véhicules lourds à essence	3,58	0,00	0,00	0,00	0,08	–	–	–	3,67	
Motocyclettes	0,22	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	0,22	
Véhicules légers à moteur diesel	0,19	0,00	0,00	0,00	0,01	–	–	–	0,20	
Camions légers à moteur diesel	1,86	0,00	0,00	0,00	0,05	–	–	–	1,91	
Véhicules lourds à moteur diesel	74,2	0,00	0,07	0,00	0,7	–	–	–	75,0	
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,74	0,00	0,02	0,00	0,01	–	–	–	1,8	
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Transport maritime intérieur	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Autres	83	0,01	0,1	0,03	10	–	–	–	94	
Véhicules hors route à essence	1,8	0,00	0,04	0,00	0,01	–	–	–	1,9	
Véhicules hors route à moteur diesel	81	0,00	0,09	0,03	10	–	–	–	92	
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
c. Sources fugitives²	2,6	0,01	0,16	–	–	–	–	–	2,79	
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	X	
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	X	
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	0,71	–	–	–	–	–	–	–	0,71	
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	0,71	–	–	–	–	–	–	–	0,71	
Utilisation de solvants et autres produits	–	–	–	0,00	0,32	–	–	–	0,32	
Agriculture	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
a. Fermentation entérique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
b. Gestion des fumiers	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
c. Sols agricoles	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources directes	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Sources indirectes	–	–	–	–	–	–	–	–	–	
Déchets	–	0,18	3,7	0,00	0,7	–	–	–	4,4	
a. Enfouissement des déchets	–	0,05	1,0	–	–	–	–	–	1,0	
b. Traitement des eaux usées	–	0,13	2,7	0,00	0,7	–	–	–	3,4	
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–	–	

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-24 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest, 1999-2007

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	kt d'éq. CO ₂								
TOTAL	1 160	1 350	1 790	1 380	1 260	1 220	1 380	1 120	1 470
Energie	1 150	1 330	1 770	1 370	1 240	1 210	1 360	1 110	1 450
a. Sources de combustion fixes	579	798	1 000	872	801	756	699	662	695
Production d'électricité et de chaleur	222	264	282	222	256	228	260	271	292
Industrie des combustibles fossiles	3,4	180	330	290	180	200	130	85	95
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	75,7	82,0	104	105	92,9	79,0	71,1	83,8	58,4
Industries manufacturières	0,00	0,00	0,01	0,00	0,08	0,18	0,25	0,00	0,00
Construction	0,77	0,41	0,51	1,26	1,12	1,71	1,68	0,92	0,42
Commercial et institutionnel	188	164	162	129	168	156	147	148	162
Résidentiel	89	110	100	100	91	93	83	74	88
Agriculture et foresterie	0,01	0,00	19,6	21,8	13,5	1,75	1,53	—	0,25
b. Transport¹	571	534	767	497	442	450	662	445	759
Transport aérien intérieur	91	84	180	110	100	110	81	90	85
Transport routier	222	219	219	207	203	206	248	208	298
Véhicules légers à essence	38,0	38,8	40,1	35,8	34,8	33,2	23,5	25,1	28,4
Camions légers à essence	27,5	27,6	29,5	27,3	28,0	28,3	20,9	22,5	25,4
Véhicules lourds à essence	3,37	3,74	4,28	3,73	3,65	3,74	2,71	2,93	3,37
Motocyclettes	0,21	0,24	0,27	0,26	0,28	0,29	0,21	0,22	0,25
Véhicules légers à moteur diesel	0,28	0,31	0,32	0,29	0,29	0,30	0,21	0,23	0,26
Camions légers à moteur diesel	1,42	1,67	1,87	1,75	1,85	1,90	1,58	1,74	1,97
Véhicules lourds à moteur diesel	150	146	143	137	133	137	198	154	237
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,83	0,34	0,51	0,78	0,95	1,0	0,54	0,73	0,88
Transport ferroviaire	3	3	3	4	3	3	3	3	5
Transport maritime intérieur	4,6	5,8	12	7,3	—	—	—	—	1,2
Autres	250	220	360	170	130	130	330	140	370
Véhicules hors route à essence	20	24	26	11	16	17	15	13	13
Véhicules hors route à moteur diesel	230	190	320	160	110	110	310	130	360
Pipelines	4,72	5,66	6,04	3,64	2,93	2,88	2,51	2,23	2,23
c. Sources fugitives²	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploitation de la houille ³	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	—	—	—	—	—	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	2,37	4,15	5,23	5,40	5,36	3,52	4,65	4,79	4,65
a. Produits minéraux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de ciment	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	2,4	4,1	5,2	5,4	5,4	3,5	4,7	4,8	4,7
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	0,29	0,32	0,28	0,22	0,30	0,29	0,24	0,43	0,42
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	8,6	8,7	8,9	9,1	9,4	9,6	9,7	9,8	10
a. Enfouissement des déchets	4,4	4,5	4,7	4,8	4,9	5,1	5,2	5,3	5,4
b. Traitement des eaux usées	4,2	4,2	4,2	4,3	4,4	4,5	4,5	4,5	4,5
c. Incinération des déchets	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 4. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 5. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
 — absence d'émission.
 0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A11-25 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire Unité	Gaz à effet de serre									TOTAL kt d'éq. CO ₂
	CO ₂	CH ₄	CH ₄ 21	N ₂ O	N ₂ O 310	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	kt d'éq. CO ₂	kt	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂		
TOTAL	1 390	0,97	20	0,20	61	–	–	–		1 470
Énergie	1 380	0,54	11	0,2	60	–	–	–		1 450
a. Sources de combustion fixes	673	0,5	10	0,04	10	–	–	–		695
Production d'électricité et de chaleur	282	0,01	0,23	0,03	9	–	–	–		292
Industrie des combustibles fossiles	89,1	0,2	5	0,00	0,7	–	–	–		95
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	58,0	0,00	0,02	0,00	0,4	–	–	–		58,4
Industries manufacturières	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–		0,00
Construction	0,41	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–		0,42
Commercial et institutionnel	162	0,00	0,04	0,00	0,8	–	–	–		162
Résidentiel	81,6	0,2	5	0,00	1	–	–	–		88
Agriculture et foresterie	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–		0,25
b. Transport¹	711	0,06	1	0,2	50	–	–	–		759
Transport aérien intérieur	82,1	0,01	0,2	0,01	2	–	–	–		85
Transport routier	293	0,02	0,36	0,01	3,8	–	–	–		298
Véhicules légers à essence	27,7	0,00	0,06	0,00	0,64	–	–	–		28,4
Camions légers à essence	24,6	0,00	0,05	0,00	0,76	–	–	–		25,4
Véhicules lourds à essence	3,29	0,00	0,01	0,00	0,07	–	–	–		3,37
Motocyclettes	0,25	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–		0,25
Véhicules légers à moteur diesel	0,25	0,00	0,00	0,00	0,01	–	–	–		0,26
Camions légers à moteur diesel	1,92	0,00	0,00	0,00	0,05	–	–	–		1,97
Véhicules lourds à moteur diesel	235	0,01	0,2	0,01	2	–	–	–		237
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,87	0,00	0,01	0,00	0,01	–	–	–		0,88
Transport ferroviaire	4,26	0,00	0,01	0,00	0,5	–	–	–		5
Transport maritime intérieur	1,07	0,00	0,00	0,00	0,1	–	–	–		1,2
Autres	330	0,03	0,7	0,1	40	–	–	–		370
Véhicules hors route à essence	13	0,02	0,3	0,00	0,09	–	–	–		13
Véhicules hors route à moteur diesel	310	0,02	0,4	0,1	40	–	–	–		360
Pipelines	2,13	0,00	0,00	0,00	0,1	–	–	–		2,23
c. Sources fugitives²						–	–	–		–
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–		X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–		X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	4,7	–	–	–	–	–	–	–		4,65
a. Produits minéraux	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–		–
b. Industries chimiques	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–		–
c. Production de métaux	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–		–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–		–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	4,7	–	–	–	–	–	–	–		4,7
Utilisation de solvants et autres produits				0,00	0,42	–	–	–		0,42
Agriculture	–	–	–	–	–	–	–	–		–
a. Fermentation entérique	–	–	–	–	–	–	–	–		–
b. Gestion des fumiers	–	–	–	–	–	–	–	–		–
c. Sols agricoles	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Sources directes	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Sources indirectes	–	–	–	–	–	–	–	–		–
Déchets	–	0,43	9,1	0,00	0,9	–	–	–		10
a. Enfouissement des déchets	–	0,26	5,4	–	–	–	–	–		5,4
b. Traitement des eaux usées	–	0,17	3,7	0,00	0,9	–	–	–		4,5
c. Incinération des déchets	–	–	–	–	–	–	–	–		–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-26 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut, 1999-2007

	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
	<i>kt d'éq. CO₂</i>								
TOTAL	195	269	376	391	409	425	149	243	367
Énergie	189	263	369	385	403	419	142	236	359
a. Sources de combustion fixes	105	72,9	66,2	88,5	65,5	78,0	26,5	23,8	30,5
Production d'électricité et de chaleur	91,2	45,1	35,3	54,4	34,9	47,6	—	—	—
Industrie des combustibles fossiles	0,08	0,09	0,08	0,08	0,04	0,10	0,06	0,12	0,12
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	2,20	4,25	4,54	6,07	5,80	5,00	7,47	7,74	8,86
Industries manufacturières	0,00	0,00	0,01	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Construction	0,05	0,11	0,17	0,13	0,13	0,12	0,12	0,14	0,16
Commercial et institutionnel	6,40	14,3	15,5	15,1	16,3	19,5	14,3	10,9	15,6
Résidentiel	4,7	9,1	11	13	8,3	5,7	4,6	5,0	5,7
Agriculture et foresterie	0,01	0,00	0,00	—	—	—	—	—	—
b. Transport¹	84,4	190	303	296	337	341	116	212	328
Transport aérien intérieur	23	26	29	30	35	39	31	35	34
Transport routier	19,2	25,2	25,6	25,5	27,7	29,1	25,1	24,9	28,5
Véhicules légers à essence	3,84	5,28	5,03	4,45	4,77	4,67	3,71	3,40	3,84
Camions légers à essence	8,39	12,7	12,7	11,6	13,1	13,6	11,3	10,4	11,8
Véhicules lourds à essence	0,11	0,15	0,15	0,13	0,17	0,19	0,14	0,14	0,17
Motocyclettes	0,02	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,03	0,03	0,03
Véhicules légers à moteur diesel	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,04	0,04	0,04
Camions légers à moteur diesel	0,46	0,72	0,73	0,69	0,78	0,84	0,80	0,74	0,81
Véhicules lourds à moteur diesel	5,53	5,91	6,44	7,76	7,78	8,66	8,56	9,45	11,0
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,83	0,34	0,51	0,78	0,95	1,0	0,54	0,73	0,88
Transport ferroviaire	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Transport maritime intérieur	3,6	4,6	4,9	2,3	—	—	—	—	0,90
Autres	38	130	240	240	270	270	59	150	260
Véhicules hors route à essence	—	1,7	1,5	—	1,2	1,0	0,00	—	—
Véhicules hors route à moteur diesel	38	130	240	240	270	270	59	150	260
Pipelines	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Sources fugitives²	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Exploitation de la houille ³	—	—	—	—	—	X	X	X	X
Pétrole et gaz naturel	—	—	—	—	—	X	X	X	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS⁴	0,08	0,08	0,18	0,02	0,02	0,02	—	—	—
a. Produits minéraux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de ciment	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁵	0,08	0,08	0,18	0,02	0,02	0,02	—	—	—
UTILISATION DE SOLVANTS ET AUTRES PRODUITS	0,19	0,22	0,19	0,15	0,20	0,20	0,17	0,30	0,30
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	5,7	5,9	6,1	6,3	6,5	6,7	6,9	7,1	7,3
a. Enfouissement des déchets	2,9	3,1	3,2	3,3	3,4	3,5	3,7	3,9	4,0
b. Traitement des eaux usées	2,8	2,8	2,9	3,0	3,1	3,1	3,2	3,2	3,3
c. Incinération des déchets	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes :

- Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 - Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Les émissions fugitives attribuables à l'exploitation de la houille pour 2002 et 2003 ont été extrapolées à partir des données d'activité publiques.
 - Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 - Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
 — absence d'émission.
 0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Tableau A11-27 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour le Nunavut, 2007

Potentiel de réchauffement planétaire	Gaz à effet de serre									TOTAL
	CO ₂	CH ₄	CH ₄	N ₂ O	N ₂ O	HFCs	PFCs	SF ₆		
	kt	kt	21 kt d'éq. CO ₂	kt	310 kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	kt d'éq. CO ₂	
Unité										
TOTAL	326	0,33	7,0	0,11	33					367
Énergie	326	0,02	0,36	0,1	30					359
a. Sources de combustion fixes	30,0	0,00	0,01	0,00	0,5					30,5
Production d'électricité et de chaleur	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Industrie des combustibles fossiles	0,11	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	–	0,12
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	8,66	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	–	–	8,86
Industries manufacturières	–	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	–	0,00
Construction	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	–	0,16
Commercial et institutionnel	15,4	0,00	0,00	0,00	0,2	–	–	–	–	15,6
Résidentiel	5,61	0,00	0,00	0,00	0,1	–	–	–	–	5,7
Agriculture et foresterie	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Transport¹	296	0,02	0,4	0,1	30					328
Transport aérien intérieur	33,4	0,00	0,03	0,00	0,9	–	–	–	–	34
Transport routier	27,9	0,00	0,05	0,00	0,57	–	–	–	–	28,5
Véhicules légers à essence	3,75	0,00	0,01	0,00	0,09	–	–	–	–	3,84
Camions légers à essence	11,4	0,00	0,02	0,00	0,35	–	–	–	–	11,8
Véhicules lourds à essence	0,16	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	–	0,17
Motocyclettes	0,03	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	–	0,03
Véhicules légers à moteur diesel	0,04	0,00	0,00	0,00	0,00	–	–	–	–	0,04
Camions légers à moteur diesel	0,79	0,00	0,00	0,00	0,02	–	–	–	–	0,81
Véhicules lourds à moteur diesel	10,9	0,00	0,01	0,00	0,1	–	–	–	–	11,0
Véhicules au propane et au gaz naturel	0,87	0,00	0,01	0,00	0,01	–	–	–	–	0,88
Transport ferroviaire	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Transport maritime intérieur	0,80	0,00	0,00	0,00	0,1	–	–	–	–	0,90
Autres	230	0,01	0,3	0,1	30	–	–	–	–	260
Véhicules hors route à essence	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Véhicules hors route à moteur diesel	230	0,01	0,3	0,1	30	–	–	–	–	260
Pipelines	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Sources fugitives²										
Exploitation de la houille	X	X	X	–	–	–	–	–	–	X
Pétrole et gaz naturel	X	X	X	–	–	–	–	–	–	X
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³										
a. Produits minéraux										
Production de ciment	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production de chaux	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
b. Industries chimiques										
Production d'acide nitrique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'acide adipique	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
c. Production de métaux										
Production de fer et d'acier	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Production d'aluminium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴										
Utilisation de solvants et autres produits				0,00	0,30					0,30
Agriculture										
a. Fermentation entérique										
b. Gestion des fumiers										
c. Sols agricoles										
Sources directes	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Sources indirectes	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Déchets		0,32	6,6	0,00	0,6					7,3
a. Enfouissement des déchets		0,19	4,0	–	–	–	–	–	–	4,0
b. Traitement des eaux usées		0,13	2,6	0,00	0,6	–	–	–	–	3,3
c. Incinération des déchets		–	–	–	–	–	–	–	–	–

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
 2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
 4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des autres procédés industriels et procédés indifférenciés.
- X indique que les données sont confidentielles.
0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.
– absence d'émission.

Tableau A11-28 : Résumé des émissions de gaz à effet de serre pour les Territoires du Nord-Ouest (y compris le Nunavut), 1990-1998

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
	<i>kt d'éq. CO₂</i>								
TOTAL	1 520	1 510	1 320	1 610	1 800	1 900	2 030	1 740	1 560
Energie	1 500	1 480	1 300	1 580	1 680	1 800	1 950	1 720	1 540
a. Sources de combustion fixes	901	972	837	943	1 000	1 150	1 060	982	734
Production d'électricité et de chaleur	226	227	199	209	210	386	366	364	393
Industrie des combustibles fossil	190	110	16	31	20	23	14	3,9	2,8
Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	52,3	56,5	42,8	68,8	156	102	50,4	53,1	42,9
Industries manufacturières	23,6	14,2	16,3	6,58	12,7	19,8	17,6	9,17	0,00
Construction	3,76	3,28	3,49	4,22	3,15	20,4	0,67	0,69	0,57
Commercial et institutionnel	242	359	350	386	398	469	406	364	201
Résidentiel	160	190	200	230	200	130	200	190	93
Agriculture et foresterie	2,30	8,75	11,8	2,02	1,03	0,01	—	0,01	0,01
b. Transport¹	538	444	409	572	637	611	855	732	801
Transport aérien intérieur	160	170	180	200	220	180	250	210	170
Transport routier	120	105	103	115	136	147	159	155	208
Véhicules légers à essence	31,9	30,7	30,6	38,4	40,5	36,1	37,0	38,2	31,0
Camions légers à essence	13,7	14,0	14,8	20,3	23,5	24,6	24,6	28,2	23,2
Véhicules lourds à essence	5,67	4,74	4,33	5,19	3,88	3,68	3,66	3,43	2,83
Motocyclettes	0,19	0,18	0,18	0,23	0,24	0,22	0,23	0,24	0,17
Véhicules légers à moteur diesel	0,23	0,22	0,22	0,28	0,29	0,26	0,27	0,28	0,23
Camions légers à moteur diesel	0,23	0,24	0,28	0,39	0,49	0,49	0,88	1,57	1,33
Véhicules lourds à moteur diesel	66,8	53,2	49,7	48,4	61,3	79,7	90,5	81,3	148
Véhicules au propane et au gaz naturel	1,5	1,5	2,9	2,3	5,9	4,0	2,2	1,9	1,8
Transport ferroviaire	3	2	2	2	1	2	1	3	2
Transport maritime intérieur	0,15	0,23	0,59	0,51	0,11	70	89	13	31
Autres	250	160	120	250	280	210	360	350	390
Véhicules hors route à essence	52	41	42	61	59	45	59	59	31
Véhicules hors route à moteur diesel	200	120	81	190	220	160	300	290	350
Pipelines	—	—	—	—	2,28	0,14	0,09	0,04	5,11
c. Sources fugitives²	63,0	67,5	57,7	61,3	41,4	41,3	38,6	6,20	4,92
Exploitation de la houille	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Pétrole et gaz naturel	63,0	67,5	57,7	61,3	41,4	41,3	38,6	6,20	4,92
PROCÉDÉS INDUSTRIELS³	3,04	11,4	2,23	24,3	104	84,5	64,6	3,00	1,35
a. Produits minéraux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de ciment	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de chaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
b. Industries chimiques	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide nitrique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'acide adipique	—	—	—	—	—	—	—	—	—
c. Production de métaux	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production de fer et d'acier	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Production d'aluminium	—	—	—	—	—	—	—	—	—
SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage du magnésium	—	—	—	—	—	—	—	—	—
d. Autres procédés industriels et procédés indifférenciés⁴	3,0	11	2,2	24	100	85	65	3,0	1,4
UTILISATION DE SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS	0,37	0,36	0,30	0,34	0,38	0,47	0,48	0,51	0,46
Agriculture	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
a. Fermentation entérique	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
b. Gestion des fumiers	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
c. Sols agricoles	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources directes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Fumier de pâturages, de grands parcours et d'enclos	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Sources indirectes	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Déchets	11	12	12	13	13	13	14	14	14
a. Enfouissement des déchets	5,1	5,3	5,5	5,8	6,0	6,3	6,5	6,8	7,1
b. Traitement des eaux usées	5,6	6,4	6,7	6,9	6,9	7,2	7,2	7,2	7,2
c. Incinération des déchets	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Notes :

1. Les émissions de l'éthanol utilisé comme combustible sont déclarées dans les sous-catégories de l'essence servant au transport.
2. Les émissions fugitives des raffineries et de l'industrie du bitume ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
3. Les émissions connexes à l'utilisation de produits minéraux et à la consommation et production d'halocarbures et de SF₆ ne sont déclarées qu'à l'échelle nationale.
4. Au niveau provincial, les émissions de la production d'ammoniac sont comprises dans la catégorie des Autres procédés et procédés indifférenciés.

X indique que les données sont confidentielles.

— absence d'émission.

0,00 : émissions tronquées en raison de l'arrondissement des valeurs.

Annexe 12 Coefficients d'émission

La présente annexe résume la façon dont les coefficients d'émission qui ont servi à l'estimation des émissions des gaz à effet de serre ont été élaborés et choisis. Les annexes 2 et 3 proposent des détails supplémentaires sur les méthodes propres aux secteurs quant à l'utilisation de ces coefficients.

A12.1 Combustion des combustibles

A12.1.1 Gaz naturel et liquides de gaz naturel

A12.1.1.1 CO₂

Les coefficients d'émission de CO₂ résultant de la combustion de combustibles fossiles dépendent essentiellement de propriétés du combustible comme la teneur en carbone, la densité et le pouvoir calorifique et, dans une moindre mesure, de la technologie de combustion.

Pour ce qui est du gaz naturel, il existe deux grandes qualités de combustible que l'on fait brûler au Canada : le combustible marchand (traité pour être vendu dans le commerce) et le combustible non marchand (non traité, pour une utilisation interne). Jusqu'à 2007, on dénombrait au Canada neuf régions productrices de gaz naturel destiné à la vente ou à une consommation interne, entraînant des variations régionales relatives au gaz naturel marchand ou non marchand. Les coefficients d'émission provinciaux et territoriaux (Tableau A12-1) ont été élaborés à partir des données des analyses chimiques d'échantillons représentatifs de gaz naturel (McCann, 2000) et d'un rendement de combustion présumé de 99,5 % (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Les coefficients d'émission du gaz naturel non marchand sont supérieurs à ceux des combustibles marchands en raison de sa nature brute, ce qui englobe l'éthane, le propane et le butane, en plus du méthane qui se trouve dans le mélange de combustible.

Les coefficients d'émission de CO₂ pour des liquides du gaz naturel (LGN) (Tableau A12-3), comme l'éthane, le propane et le butane, ont été élaborés d'après les données de l'analyse chimique des combustibles marchands (McCann, 2000) en supposant un rendement de combustion présumé de 99,5 % (GIEC/OCDE/AIE, 1997). Ces coefficients d'émission sont inférieurs à ceux qui ont été conçus en se fondant sur la pureté des combustibles (Jaques 1992) en raison de la présence d'impuretés dans les combustibles.

A12.1.1.2 CH₄

Les émissions de CH₄ résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs (Tableau A12-2 et Tableau A12-3) ont été élaborés selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un vaste examen des coefficients d'émission qui se rattachent aux technologies de combustion (SGA, 2000). Le coefficient d'émission relatif à la consommation de gaz naturel par le producteur a été élaboré en fonction de l'écart des technologies dans l'industrie du pétrole et du gaz en amont (ACPP, 1999) et des coefficients d'émission propres à chaque technologie que l'on trouve dans le rapport AP-42 de l'EPA des États-Unis (EPA, 1996).

A12.1.1.3 N₂O

Les émissions de N₂O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission (Tableau A12-2 et Tableau A12-3) ont été élaborés selon les

technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur une analyse des technologies de combustion et un examen de leurs coefficients d'émission (SGA, 2000).

Tableau A12-1: Coefficients d'émission de CO₂ pour le gaz naturel

Province	Coefficient d'émission (g/m ³)	
	Marchand	Non marchand
Terre-Neuve-et-Labrador	NE	2 482
Nouvelle-Écosse	NE	2 482
Québec	1 878	NE
Ontario	1 879	NE
Manitoba	1 877	NE
Saskatchewan	1 820	2 429
Alberta	1 918	2 380
Colombie-Britannique	1 916	2 151
Territoires du Nord-Ouest	2 454	2 454

NE = non existant

1. Le terme « marchand » s'applique au combustible consommé par les centrales électriques, les industries manufacturières, le secteur résidentiel/commercial et le secteur des transports.
2. Le terme « non marchand » s'applique à la consommation de gaz brut, surtout celle des producteurs de gaz naturel.
3. Adapté de McCann (2000).

Tableau A12-2: Coefficients d'émission de CH₄ et de N₂O pour le gaz naturel

Source	Coefficient d'émission (g/m ³)	
	CH ₄	N ₂ O
Centrales électriques - services publics	0,49	0,049
Industrie	0,037	0,033
Consommation du producteur (non marchand)	6,5 ^{1,2}	0,06
Pipelines	1,9	0,05
Ciment	0,037	0,034
Industries manufacturières	0,037	0,033
Résidentiel, construction, commercial et institutionnel, agriculture	0,037	0,035

Notes :

1. EPA (1996).
2. ACPP (1999).

Tableau A12-3: Coefficients d'émission pour les liquides du gaz naturel

Source	Coefficient d'émission (g/L)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Propane			
Résidentiel	1 510 ¹	0,027 ²	0,108 ²
Toutes autres utilisations	1 510 ¹	0,024 ²	0,108 ²
Éthane	976 ¹	ND	ND
Butane	1 730 ¹	0,024 ²	0,108 ²

Notes :

1. Adapté de McCann (2000).
2. SGA (2000).

ND = Non disponible

A12.1.2 Produits pétroliers raffinés

A12.1.2.1 CO_2

Les coefficients d'émission de CO_2 résultant de la combustion de combustibles fossiles dépendent essentiellement des propriétés du combustible et, dans une moindre mesure, de la technologie de combustion.

Des coefficients d'émission ont été élaborés pour chaque catégorie principale des produits pétroliers raffinés selon le pouvoir calorifique, la teneur en carbone et la densité (McCann, 2000) et un rendement présumé de combustion de 99 % (GIEC/OCDE/AIE, 1997) à des fins d'harmonisation avec les *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, Version révisée* (GIEC, 2006).

La composition du coke de pétrole dépend du procédé. Des coefficients ont été élaborées à la fois pour les cokes provenant d'unités de raffinerie (craquage catalytique) et ceux des usines de valorisation. Ces facteurs (Tableau A12-5) reposent sur les données fournies par l'industrie au Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie (CIEEDAC) figurant dans les rapports *Review of Energy Consumption* sur l'industrie de raffinage et de valorisation (CIEEDAC 2003, 2007). La quantité de coke consommé par les raffineries est dérivée des craqueurs catalytiques et le coefficient d'émission est une moyenne du coke de pétrole et du coke des craqueurs catalytiques. Les coefficients industriels ont été fournis par l'industrie en masse et ont été convertis en volume pour pouvoir être comparés aux données énergétiques nationales fournies par Statistique Canada selon la densité du coke.

Les coefficients pour les gaz de distillation (Tableau A12-5) provenant des activités de raffinage et les installations de valorisation ont également été élaborés d'après les données fournies par l'industrie et rapportés par le CIEEDAC (CIEEDAC 2003, 2006).

A12.1.2.2 CH_4

Les émissions de CH_4 résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission ont été élaborés (Tableau A12-4) selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur une analyse des technologies de combustion et un examen de leurs coefficients d'émission (SGA, 2000).

On a présumé que le coefficient d'émission pour le coke de pétrole était le même pour les cokes dérivés des craqueurs catalytiques et les cokes utilisés dans les installations de valorisation. Il n'existe pas de coefficient d'émission pour le gaz combustible de raffinerie (gaz de distillation), si l'on en croit l'étude de SGA (2000).

A12.1.2.3 N_2O

Les émissions de N_2O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission pour les produits pétroliers raffinés, à l'exception du coke de pétrole, ont été élaborés (Tableau A12-4) selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur une analyse des technologies de combustion et un examen de leurs coefficients d'émission (SGA, 2000) Les coefficients d'émission du coke de pétrole (Tableau A12-6) reposent sur les coefficients d'émission de 2006 du GIEC et ont été calculés sur une base annuelle à l'aide des facteurs de conversion de l'énergie fournis par le CIEEDAC (2003).

Tableau A12-4: Coefficients d'émission des produits pétroliers raffinés

Source	Coefficient d'émission (g/L)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Mazout léger			
Centrales électriques - services publics	2 725 ¹	0,18 ²	0,031 ²
Industrie	2 725 ¹	0,006 ²	0,031 ²
Consommation du producteur	2 643 ¹	0,006 ²	0,031 ²
Résidentiel	2 725 ¹	0,026 ²	0,006 ²
Foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	2 725 ¹	0,026 ²	0,031 ²
Mazout lourd			
Centrales électriques - services publics	3 124 ¹	0,034 ²	0,064 ²
Industrie	3 124 ¹	0,12 ²	0,064 ²
Consommation du producteur	3 158 ¹	0,12 ²	0,064 ²
Résidentiel, foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	3 124 ¹	0,057 ²	0,064 ²
Kérosène			
Centrales électriques - services publics	2 534 ^{1,3}	0,006 ²	0,031 ²
Industrie	2 534 ^{1,3}	0,006 ²	0,031 ²
Consommation du producteur	2 534 ^{1,3}	0,006 ²	0,031 ²
Résidentiel	2 534 ^{1,3}	0,026 ²	0,006 ²
Foresterie, construction, administration publique et commercial et institutionnel	2 534 ^{1,3}	0,026 ²	0,031 ²
Diesel	2 663 ¹	0,133 ²	0,4 ²
Coke de pétrole	(voir le Tableau A12-5)	0,12 ²	(voir le Tableau A12-6)
Gaz de distillation	(voir le Tableau A12-5)	ND	0,000 02 2

Notes :

1. Adapté de McCann (2000).

2. SGA (2000).

3. Coefficient d'émission présumé par McCann (2000) pour le carburacteur.

ND = Non disponible

Tableau A12-5: Coefficients d'émission de CO₂ pour le coke de pétrole et le gaz de distillation

	Coefficient d'émission								
	1990	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005 - 2007
Coke de pétrole									
	g/L								
Installations de valorisation ¹	3 556	3 528	3 506	3 481	3 494	3 494	3 494	3 494	3 494 ^{3,4}
Raffineries et autres ²	3 766	3 760	3 777	3 711	3 763	3 806	3 828	3 806	3 826 ^{3,4}
Gaz de distillation									
	g/m ³								
Installations de valorisation ¹	2 310	2 300	2 110	2 120	2 140	2 140	2 140	2 140 ⁴	2 140 ⁴
Raffineries et autres ⁵	1 680	1 680	1 800	1 720	1 690	1 690	1 740	1 750 ⁴	1 750 ⁴

Notes :

1. CIEEDAC (2003).

2. CIEEDAC (2007).

3. Nyboer (2006)

4. Coefficients d'émission constants

5. CIEEDAC (2006).

Tableau A12-6: Coefficients d'émission de N₂O pour le coke de pétrole

	Coefficient d'émission (g/L) ¹			
	1990-1995	1996	1997	1998-2007
Coke de pétrole				
Installations de valorisation ¹	0,0226	0,0231	0,0231	0,0231
Raffineries et autres	0,0254	0,0254	0,0254	0,0265

Sources :

1. GIEC (2006)

A12.1.3 Charbons et produits du charbon**A12.1.3.1 CO₂**

Les coefficients d'émission de CO₂ résultant de la combustion du charbon dépendent des propriétés du combustible et, dans une moindre mesure, de la technologie de combustion.

Les coefficients d'émission du charbon (Tableau A12-7) ont été élaborés pour chaque province selon la qualité du charbon et la région d'approvisionnement. Ces coefficients d'émission reposent sur les données de l'analyse chimique d'échantillons de charbon destiné aux centrales électriques, activité qui représente la grande majorité de la consommation de charbon, et sur un rendement de combustion de 99,0 % (Jaques, 1992). Les coefficients relatifs au charbon ont été revus en 1999 car l'approvisionnement et la qualité du charbon utilisé peuvent changer avec le temps. Selon cet examen, on a établi qu'il fallait utiliser des coefficients actualisés pour les années plus récentes. Les coefficients relatifs à 1990 reposent sur les données d'approvisionnement et de qualité de 1988 (Jaques, 1992). Entre 1998 et aujourd'hui, les coefficients reposent sur la qualité et l'approvisionnement du charbon en 1998 (McCann, 2000). Les coefficients relatifs à 1991-1997 reposent sur les deux études. Pour tenir compte de l'évolution des coefficients d'émission révélée par l'étude de 2000, on a utilisé une méthode d'interpolation linéaire pour calculer les coefficients d'émission propres au charbon pour 1991-1997 en utilisant les coefficients d'émission de 1990 (Jaques, 1992) et de 1998 (McCann, 2000) comme paramètres. Lorsque les données de consommation datent des années ultérieures, on a choisi la valeur de 1998 comme coefficient.

Les coefficients d'émission relatifs au coke et au gaz de four à coke (Tableau A12-8) ont été élaborés à partir des données fournies par l'industrie (Jaques, 1992). Les coefficients d'émission relatifs au coke sont le reflet de l'utilisation du coke dans l'industrie du ciment, l'industrie des métaux non ferreux et d'autres industries manufacturières.

Tableau A12-7: Coefficients d'émission de CO₂ pour le charbon

Province	Charbon	Coefficient d'émission (g/kg)								
		1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998-2007
Terre-Neuve-et-Labrador		2 300 ^{1, 2}								
	bitumineux canadien		2 290	2 280	2 280	2 270	2 270	2 260	2 250	2 250 ³
	anthracite	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2 390 ²
Île-du-Prince-Édouard		2 300 ^{1, 2}								
	bitumineux canadien		2 290	2 280	2 280	2 270	2 270	2 260	2 250	2 250 ³
Nouvelle-Écosse		2 300 ^{1, 2}								
	bitumineux canadien		2 290	2 280	2 280	2 270	2 270	2 260	2 250	2 250 ³
	bitumineux américain	2 500	2 470	2 450	2 420	2 390	2 370	2 340	2 310	2 290 ³

Province	Charbon	Coefficient d'émission (g/kg)								
		1990 ^{2, 5}	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998-2007
Nouveau-Brunswick	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1 730 ^{3,5}
	bitumineux canadien	2 330 ²	2 290	2 250	2 210	2 160	2 120	2 080	2 040	2 000 ³
	bitumineux américain	2 500 ^{2,5}	2 480	2 450	2 430	2 410	2 380	2 360	2 330	2 310 ³
Québec	bitumineux canadien	2 300 ^{1,2}	2 290	2 280	2 280	2 270	2 270	2 260	2 250	2 250 ³
	bitumineux américain	2 500 ^{2, 5}	2 480	2 460	2 440	2 420	2 400	2 380	2 360	2 340 ³
	anthracite	2 390 ²	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390
Ontario	bitumineux canadien	2 520 ²	2 490	2 460	2 420	2 390	2 350	2 320	2 290	2 250 ³
	bitumineux américain	2 500 ^{2, 5}	2 490	2 480	2 480	2 470	2 460	2 450	2 440	2 430 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1 730	1 730	1 730 ^{3,5}
	lignite	1 490 ²	1 490	1 490	1 490	1 480	1 480	1 480	1 480	1 480 ³
	anthracite	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2 390 ²
Manitoba	bitumineux canadien	2 520 ²	2 490	2 460	2 420	2 390	2 350	2 320	2 290	2 250 ³
	bitumineux américain	NE	NE	NE	2 480 ^{2,5}	2 470	2 460	NE	NE	2 430 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1 730	1 730	1 730 ^{3,5}
	lignite	1 520	1 510	1 500	1 490	1 470	1 460	1 450	1 440	1 420
	anthracite	2 390 ²	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390
Saskatchewan	bitumineux canadien	1 700	1 720	1 740	1 760	1 780	1 800	1 810	1 830	1 850 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	1 750 ^{2,6}	1 750	NE	NE	NE
	lignite	1 340 ²	1 350	1 360	1 370	1 380	1 400	1 410	1 420	1 430 ³
Alberta	bitumineux canadien	1 700 ^{2,6}	1 720	1 740	1 760	1 780	1 800	1 810	1 830	1 850 ³
	subbitumineux ⁴	1 740 ^{2,6}	1 740	1 740	1 750	1 750	1 750	1 760	1 760	1 770 ³
	anthracite	2 390 ²	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390	2 390
Colombie-Britannique	bitumineux canadien	1 700 ^{2,6}	1 750	1 790	1 840	1 890	1 930	1 980	2 030	2 070 ³
	bitumineux américain	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	2 430 ³
	subbitumineux ⁴	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	NE	1 770 ³

Notes :

1. Même source présumée que celle de la Nouvelle-Écosse
 2. Jaques (1992).
 3. Adapté de McCann (2000).
 4. Représente à la fois le charbon subbitumineux canadien et importé.
 5. Même source présumée que celle de l'Ontario
 6. Même source présumée que celle de l'Alberta
- NE = non existant

Tableau A12-8: Coefficients d'émission de CO₂ pour les produits du charbon¹

Type de combustible	Coefficient d'émission
Gaz de four à coke	1 600 g/m ³
Coke	2 480 g/kg

¹ Adapté de Jaques (1992).

A12.1.3.2 CH₄

Les émissions de CH₄ résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs (Tableau A12-9) ont été élaborés selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur une analyse des technologies de combustion et un examen de leurs coefficients d'émission (SGA, 2000).

A12.1.3.3 N₂O

Les émissions de N₂O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs (Tableau A12-9) ont été élaborés selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur une analyse des technologies de combustion et un examen de leurs coefficients d'émission (SGA, 2000).

Tableau A12-9: Coefficients d'émission de CH₄ et de N₂O pour le charbon¹

Source	Coefficient d'émission	
	CH ₄ g/kg	N ₂ O g/kg
Charbon		
Centrales électriques - services publics	0,022	0,032
Industrie et centrales de production de chaleur et de vapeur	0,03	0,02
Résidentiel, administration publique	4	0,02
Coke	0,03	0,02
	g/m³	g/m³
Gaz de four à coke	0,037	0,035

Note :

¹ SGA (2000).

A12.1.4 Autres combustibles

A12.1.4.1 CO₂

Les combustibles de remplacement comme les pneus, les déchets ainsi que l'huile usagée et les solvants, sont utilisés par certaines industries pour compenser la combustion des combustibles achetés comme le charbon, l'huile ou le gaz naturel. Les émissions de CO₂ associées à la combustion de sources fixes de combustibles résiduels sont présentées dans le *Rapport d'inventaire national* où les données sont disponibles. L'industrie du ciment, en particulier, est

connue pour être consommatrice de « combustibles dérivés des pneus » (CDP) (Association canadienne du ciment, 2007) et on présume le coefficient d'émission pour les CDP approprié à la combustion de tous les combustibles résiduels (Tableau A12-10).

A12.1.4.2 CH_4

Les coefficients d'émission de CH_4 pour les combustibles de remplacement (en particulier les CDP) ne sont pas disponibles actuellement. Toutefois, ils représentent probablement moins de 1 % des émissions de CO_2 .

A12.1.4.3 N_2O

Les coefficients d'émission de N_2O pour les combustibles de remplacement (en particulier les CDP) ne sont pas disponibles actuellement; ils représentent aussi probablement moins de 1 % des émissions de CO_2 .

Tableau A12-100: Coefficients d'émission pour les combustibles de remplacement

Source	Combustible	Coefficient d'émission (kg/GJ)		
		CO_2	CH_4	N_2O
Ciment	Pneus	85	ND	ND

Notes :

Un coefficient d'émission de CO_2 pour des pneus consommés par l'industrie du ciment a été élaboré par le *World Business Council for Sustainable Development* (WBCSD, 2005) sur la base de leur valeur de pouvoir calorifique supérieur (PCS).

ND = Non disponible

A12.1.5 Combustion mobile

A12.1.5.1 CO_2

Les coefficients d'émission de CO_2 résultant de la combustion de sources mobiles dépendent des propriétés du combustible et sont identiques à ceux qui sont utilisés pour la combustion de sources fixes de tous les combustibles.

A12.1.5.2 CH_4

Les émissions de CH_4 résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs ont été élaborés selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des connaissances actuelles et sur une analyse des technologies de combustion (SGA, 2000). En 2006, un examen technique des coefficients d'émission disponibles a été mené (Gallant, 2006). Il prenait en compte les coefficients d'émissions nouvellement disponibles et ceux déjà sélectionnés pour l'inventaire canadien. L'examen de tous ces coefficients d'émission était destiné à vérifier que la conversion des unités et les calculs étaient correctement réalisés à partir de sources référencées et que les hypothèses à l'appui de ces coefficients étaient robustes, précises et appropriées. En conséquence, les coefficients d'émission de CH_4 ont été mis à jour pour les véhicules légers à essence, les camions légers à essence et les véhicules lourds à essence.

A12.1.5.3 N_2O

Les émissions de N_2O résultant de la combustion des combustibles dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission des secteurs ont été élaborés selon les technologies généralement utilisées au Canada. Ils reposent sur un examen des connaissances actuelles et sur une analyse des

technologies de combustion (SGA, 2000). En 2006, un examen technique des coefficients d'émission disponibles a été mené (Gallant, 2006). Il prenait en compte les coefficients d'émissions nouvellement disponibles et ceux déjà sélectionnés pour l'inventaire canadien. L'examen de tous ces coefficients d'émission était destiné à vérifier que la conversion des unités et les calculs étaient correctement réalisés à partir de sources référencées et que les hypothèses à l'appui de ces coefficients étaient robustes, précises et appropriées. Les coefficients d'émission disponibles pour les *anciens* catalyseurs à trois voies de véhicules de niveau 0 et les *nouveaux* catalyseurs à trois voies de véhicules de niveau 0 étaient particulièrement concernés. Selon un avis unanime, aucune preuve probante ne suggère que l'âge est un facteur dominant affectant le rendement catalytique de véhicules de niveau 0 et le taux d'émission de N₂O qui en découle. L'efficacité du convertisseur catalytique est affecté par de nombreux de facteurs, notamment, l'entretien des véhicules, le style ou les habitudes de conduite et les composants du combustible, pour n'en citer que quelques-uns. À la suite de cet examen, on a supprimé la distinction entre coefficients d'émission représentant les « nouveaux » et les « anciens » catalyseurs pour véhicules de niveau 0.

Tableau A12-111: Coefficients d'émission pour les sources de combustion mobiles du secteur de l'énergie

Usage	Coefficient d'émission (g/L de combustible)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Transport routier			
Véhicules à essence			
Véhicules légers à essence			
Niveau 1*	2 289 ³	0,12 ²	0,16 ⁴
Niveau 0	2 289 ³	0,32 ²	0,66 ⁵
Convertisseur catalytique d'oxydation	2 289 ³	0,52 ⁴	0,20 ²
Système sans catalyseur	2 289 ³	0,46 ⁴	0,028 ²
Camions légers à essence			
Niveau 1*	2 289 ³	0,13 ⁴	0,25 ⁴
Niveau 0	2 289 ³	0,21 ⁴	0,66 ⁵
Convertisseur catalytique d'oxydation	2 289 ³	0,43 ⁴	0,20 ²
Système sans catalyseur	2 289 ³	0,56 ²	0,028 ²
Véhicules lourds à essence			
Catalyseur à trois voies	2 289 ³	0,068 ⁴	0,20 ⁴
Système sans catalyseur	2 289 ³	0,29 ²	0,047 ²
Sans dispositif	2 289 ³	0,49 ²	0,084 ²
Motocyclettes			
Système sans catalyseur	2 289 ³	1,4 ²	0,045 ²
Sans dispositif	2 289 ³	2,3 ²	0,048 ²
Véhicules à moteur diesel			
Véhicules légers à moteur diesel			
Dispositif perfectionné*	2 663 ³	0,051 ²	0,22 ²
Dispositif à efficacité modérée	2 663 ³	0,068 ²	0,21 ²
Sans dispositif	2 663 ³	0,10 ²	0,16 ²
Camions légers à moteur diesel			
Dispositif perfectionné*	2 663 ³	0,068 ²	0,22 ²

Usage	Coefficient d'émission (g/L de combustible)		
	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Dispositif à efficacité modérée	2 663 ³	0,068 ²	0,21 ²
Sans dispositif	2 663 ³	0,085 ²	0,16 ²
Véhicules lourds à moteur diesel			
Dispositif perfectionné	2 663 ³	0,12 ²	0,082 ²
Dispositif à efficacité modérée	2 663 ³	0,14 ²	0,082 ²
Sans dispositif	2 663 ³	0,15 ²	0,075 ²
Véhicules au gaz naturel	1,89 ³	9 × 10 ⁻³ ²	6 × 10 ⁻⁵ ²
Véhicules au propane	1 510 ³	0,64 ²	0,028 ²
Véhicules hors route			
Véhicules hors route à essence	2 289 ³	2,7 ²	0,050 ²
Véhicules hors route à moteur diesel	2 663 ³	0,15 ²	1,1 ²
Transport ferroviaire			
Trains alimentés au carburant diesel	2 663 ³	0,15 ²	1,1 ²
Transport maritime			
Bateaux à essence	2 289 ³	1,3 ²	0,066 ²
Navires à moteur diesel	2 663 ³	0,15 ²	1,1 ²
Navires alimentés au mazout léger	2 725 ³	0,26 ²	0,073 ²
Navires alimentés au mazout lourd	3 124 ³	0,28 ²	0,079 ²
Transport aérien			
Essence d'aviation	2 342 ¹	2,2 ¹	0,23 ¹
Carburéacteur	2 534 ³	0,080 ¹	0,23 ¹
Combustibles renouvelables			
Biodiesel	2 449 ⁶	**	**
Éthanol	1 494 ⁷	***	***

Notes :

1. Jaques (1992).
2. SGA (2000).
3. McCann (2000).
4. ICF (2004).
5. Barton & Simpson (1994).
6. BioMer (2005)
7. Voir chapitre 3.

* Les coefficients d'émission pour les véhicules de niveau 1 ou pour les véhicules dotés de système perfectionné sont utilisés pour le parc de véhicules de niveau 2.

** Les coefficients d'émission pour le CH₄ et le N₂O des moteurs diesel (selon l'usage et la technologie) sont utilisés pour le biodiesel.

*** Les coefficients d'émission pour le CH₄ et le N₂O des moteurs à essence (selon l'usage et la technologie) sont utilisés pour l'éthanol.

A12.2 Procédés industriels

A12.2.1 Produits minéraux

Pour estimer les émissions provenant de la production et de l'utilisation de produits minéraux, on a utilisé de nombreux paramètres comme coefficients d'émission qui sont présentés dans le Tableau A12-12.

Tableau A12-122: Coefficients d'émission pour les produits minéraux

Catégories	Paramètre	Valeur	Unité	Source
Ciment	CE _{clinker}	507,1	g CO ₂ /kg Clinker	GIEC (1996)
	Poussières des fours à ciment (PFC)	1,02	–	GIEC (2000)
Chaux	CE _{Chaux à haute teneur en calcium}	751	g CO ₂ /kg chaux	Kenefick, W.(2008) ⁹¹
	CE _{Chaux dolomitique}	889	g CO ₂ /kg chaux	Kenefick, W.(2008) ¹
	Teneur en eau de la chaux hydratée	28,25	%	Kenefick, W.(2008) ¹ (28,25 % est la moyenne de l'intervalle de 28 %-28,5 % fournie par leCanadian Lime Institute).
	Rapport entre la chaux à haute teneur en calcium et la chaux dolomitique	85:15	–	GIEC (2000)
Utilisation de calcaire	CE _{Calcaire}	418	g CO ₂ /kg calcaire	AMEC (2006)
Utilisation de dolomite	CE _{Dolomite}	468	g CO ₂ /kg dolomite	AMEC (2006)
Utilisation de carbonate de sodium	CE _{Carbonate de sodium}	415	g CO ₂ /kg carbonate de sodium	AMEC (2006)
Utilisation de magnésite	CE _{Magnésite}	506	g CO ₂ /kg magnésite	AMEC (2006)

¹. Kenefick W. 2008. Communication personnelle (courriel; du 7 octobre 2008). Président du Canadian Lime Institute (CLI) et VP du développement durable chez Graymont Inc.

A1.1.1 Industrie chimique

Le Tableau A12-13 présente les coefficients d'émission utilisés pour les catégories de la rubrique Industrie chimique ainsi que et les sources à partir desquelles ils ont été obtenus.

Tableau A12-13: Coefficients d'émission pour les catégories de la rubrique Industrie chimique

Catégories	Description	Coefficient d'émission		Unité	Source
		CO ₂	N ₂ O		
Production d'ammoniac	Reformage du gaz naturel qui produit l'hydrogène nécessaire à la fabrication de l'ammoniac	1,56	SO	t/t ammoniac	Jaques (1992).

⁹¹ Kenefick, W. (2008), Communication personnelle (courriel daté du 7 octobre 2008), président du Canadian Lime Institute (CLI) et vice-président de la société Sustainable Development at Graymont Inc.

Catégories	Description	Coefficient d'émission		Unité	Source
		CO ₂	N ₂ O		
Production d'acide nitrique	Installations dotées d'un dispositif d'absorption perfectionné basé sur un procédé à pression double (type 1)	SO	9,4	kg/t acide nitrique	Collis (1992) ⁹²
	Installations dotées d'un dispositif d'absorption perfectionné basé sur un procédé à pression double (type 2)	SO	12	kg/t acide nitrique	Collis (1992) ²
	Installations utilisant un procédé à haute pression avec réduction non sélective catalytique (RNSC)	SO	0,66	kg/t acide nitrique	Collis (1992) ²
	Installations utilisant un procédé à haute pression avec réduction sélective catalytique (RSC)	SO	8,5	kg/t acide nitrique	GIEC (2000)
Production d'acide adipique	Réaction d'oxydation de l'hexane sans assainissement du N ₂ O	SO	0,3	t/t acide adipique	GIEC (2000)

SO = sans objet.

A12.2.2 Production de métaux

Le Tableau A12-14 présente les coefficients d'émission de niveau 1 pour la catégorie de la production d'aluminium et les sources à partir desquelles ils ont été obtenus. Les valeurs des paramètres des autres types de niveaux qui ont également été utilisés dans l'estimation des émissions provenant de la production d'aluminium se trouvent à la section 4.11.2 du chapitre 4.

Tableau A12-14: Coefficients d'émission de niveau 1 pour la production d'aluminium

Type de technologie cellulaire	Coefficient d'émission				Unité	Source
	CO ₂	N ₂ O	CF ₄	C ₂ F ₆		
Anode précurée du côté de la cellule	1 600	SO	1,6	0,4	kg/t produit	IAI 2006
Anode précurée du centre de la cellule	1 600	SO	0,4	0,04	kg/t produit	IAI 2006
Söderberg – Gougeon horizontal	1 700	SO	0,4	0,03	kg/t produit	IAI 2006
Söderberg – Gougeon vertical	1 700	SO	0,8	0,04	kg/t produit	IAI 2006

SO = sans objet.

Le Tableau A12-15 présente les valeurs des paramètres utilisés pour l'estimation des émissions provenant de la sidérurgie.

Tableau A12-15: Paramètres utilisés pour la sidérurgie

Paramètre	Valeur	Unité	Source
Coefficient d'émission pour la réduction du minerai de fer par du coke	2,479	t CO ₂ / t coke utilisé	Jaques (1992).
Coefficients d'émission pour la consommation des électrodes des FEA	5	kg CO ₂ /t acier	GIEC (2000)
Teneur en carbone du minerai	0	%	GIEC (2000)

⁹² Collis G. 1992. Personal communication (letter dated March 23, 1992). Canadian Fertilizer Institute.

Teneur en carbone de la gueuse de fonte	4	%	GIEC (2000)
Teneur en carbone de l'acier brut	1,25	%	Valeur médiane des plages de teneur en carbone par défaut suggérées par le GIEC

A12.2.3 Consommation d'halocarbures

L'utilisation d'halocarbures dans diverses applications, telles que les systèmes de climatisation et de réfrigération, les aérosols, le gonflement de la mousse, les solvants, les systèmes de suppression des incendies et la fabrication de semiconducteur (pour les PFC seulement), peut entraîner des émissions d'hydrofluorocarbures et de perfluorocarbures (HFC/PFC).

Comme mentionné au chapitre 4, on ne disposait d'aucune donnée détaillée sur les activités productrices de HFC pour l'année 1995. On a donc utilisé la méthode d'estimation de niveau 1, plutôt que la méthode de niveau 2, pour estimer les émissions de HFC en 1995 pour les types d'usage suivants : les aérosols, les mousses, la climatisation FMO, l'entretien des systèmes de climatisation, de réfrigération et d'extinction par saturation. Le Tableau A12-16 présente les coefficients d'émission utilisés dans la méthode d'estimation modifiée de niveau 1, et les hypothèses élaborées pour calculer ces coefficients et les appliquer.

Tableau A12-16: Coefficients d'émission pour la consommation de HFC en 1995

Application	Coefficient d'émission (kg perdu/kg consommé)	Hypothèses
Aérosols	0,8	Pour les produits aérosols, le GIEC (2000) suggère un CE de 50 % de la charge initiale par année. On a présumé que la production de 1994 correspondait à la moitié de celle de 1995, ce qui signifie que les émissions de la production de 1994 qui sont survenues en 1995 correspondraient au quart de la production en 1995. Le CE appliqué à la production de 1995 était donc de 75 % ou de 80 % (chiffre arrondi).
Mousses	1	On a présumé que tous les HFC utilisés en 1995 avaient servi au gonflement de mousses à cellules ouvertes. Selon les <i>Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC</i> (GIEC/OCDE/AIE, 1997), les émissions correspondaient à la totalité de la quantité de HFC vendue pour le gonflement des mousses à cellules ouvertes.
Climatisation FMO	0,04	Pour la climatisation FMO, les <i>Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC</i> (GIEC/OCDE/AIE, 1997) mentionnent un taux de perte type de 2 à 5 %. On a donc utilisé un taux de perte de 4 %.
Entretien de l'équipement de climatisation	1	Pour l'entretien des systèmes de climatisation, on a présumé que la majeure partie des HFC destinés aux travaux d'entretien ont été utilisés pour compenser les pertes de frigorigènes. Autrement dit, on a présumé que la quantité de HFC qui a servi au remplacement est identique à celle qui a été évacuée. Par conséquent, le taux de perte est de 100 %.
Réfrigération	0,1	Comme le montre l'équation 4-14 du chapitre 4, le coefficient d'émission pour la réfrigération est de (0,17 / 1,17), qui équivaut plus ou moins à 0,1.

Systèmes d'extinction par saturation	0,35	Pour les systèmes d'extinction par saturation, le taux de perte par défaut est de 35 %, comme l'indiquent les <i>Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC</i> (GIEC/OCDE /AIE, 1997).
--------------------------------------	------	--

Le Tableau A12-17 résume les taux d'émission (en %) qui ont servi à estimer les émissions de HFC de 1996-2006 et les émissions de PFC de 1995-2006.

Tableau A12-17: Taux d'émission pour la consommation de HFC et de PFC¹

Utilisation des HFC	Taux d'émission des HFC (%)	Utilisation des PFC	Taux d'émission des PFC (%)
Système de réfrigération résidentiel - assemblage	2 % (de la charge)	Système de réfrigération - assemblage	3,5 % (de la charge) ²
Système de réfrigération commercial - assemblage	3,5 % (de la charge) ²	Système de climatisation fixe - assemblage	3,5 % (de la charge) ²
Système de climatisation fixe - assemblage	3,5 % (de la charge) ²	Système de climatisation mobile - assemblage	4,5 % (de la charge) ³
Système de climatisation mobile - assemblage	4,5 % (de la charge) ³	Système de réfrigération - fonctionnement	17 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)
Système de réfrigération résidentiel - fonctionnement	1 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)	Système de climatisation fixe - fonctionnement	17 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)
Système de réfrigération commercial - fonctionnement	17 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)	Système de climatisation mobile - fonctionnement	30 % (de la quantité de PFC stockée dans les systèmes actuels)
Système de climatisation fixe - fonctionnement	17 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)	Gonflement de mousses - à cellules ouvertes	100 % (des PFC utilisés)
Système de climatisation mobile - fonctionnement	15 % (de la quantité de HFC stockée dans les systèmes actuels)	Gonflement de mousses - à cellules fermées	10 % de la charge rejetée pendant la fabrication et 4,5 % de la charge initiale de PFC rejetés par année au cours de la durée de vie du produit
Gonflement de mousses - à cellules ouvertes	100 % (des PFC utilisés)	Solvants	50 % (des PFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des PFC utilisés) dans la deuxième année
Gonflement de mousses - à cellules fermées	10 % de la charge rejetée pendant la fabrication et 4,5 % de la charge initiale de PFC rejetés par année au cours de la durée de vie du produit	Fabrication de semiconducteurs	Voir le tableau 4-9 du chapitre 4
Système de suppression des incendies - portable	60 % (des HFC utilisés dans les nouveaux systèmes)	Autres produits - émissions ponctuelles	1 % de la quantité vendue est émise pendant la fabrication et 2 % de la quantité de PFC stockée est émise par année au cours de la durée de vie du produit
Système de suppression des incendies - Systèmes d'extinction par saturation	35 % (des HFC utilisés dans les nouveaux systèmes)	Autres produits - émissions fugitives	50 % (des PFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des PFC utilisés) dans la deuxième année
Aérosols importés	50 % (des PFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des PFC utilisés) dans la deuxième année		

Utilisation des HFC	Taux d'émission des HFC (%)	Utilisation des PFC	Taux d'émission des PFC (%)
Solvants	50 % (des PFC utilisés) dans la première année et le 50 % restant (des PFC utilisés) dans la deuxième année		

Notes :

1. GIEC/OCDE/AIE (1997).
2. Les *Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC* mentionnent deux plages de valeurs : 2-3 % et 4-5 %. On a utilisé la valeur médiane des deux plages.
3. Les *Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC* suggère une plage de valeurs entre 4 et 5 %. On a utilisé la valeur moyenne.
4. Les *Lignes directrices révisées de 1996 du GIEC* situent les valeurs dans une plage de 10 à 20 %. On a utilisé la valeur moyenne.

A12.2.4 Autres productions indifférenciées

L'utilisation de combustibles fossiles comme matières premières ou à d'autres fins non énergétiques peut entraîner des émissions au cours de la vie des produits manufacturés. Pour estimer les émissions de CO₂, l'utilisation du gaz naturel à des fins non énergétiques est multipliée par un coefficient d'émission de 1 522 g de CO₂/m³ (Cheminfo Services 2005). Les Tableau A12-18 et Tableau A12-19 indiquent les coefficients d'émission employés pour estimer les émissions de CO₂ résultant respectivement de l'utilisation des liquides de gaz naturel à des fins non énergétiques et des produits pétroliers non énergétiques. Consulter le coefficient d'émission pour *coke de pétrole, raffineries et autres* dans le Tableau A12-5 pour obtenir le coefficient d'émission associé à l'utilisation de coke de pétrole à des fins non énergétiques et dans le Tableau A12-7 pour les coefficients d'émissions du charbon et des produits du charbon utilisés à des fins non énergétiques.

Tableau A12-18: Coefficients d'émission de CO₂ pour les liquides du gaz naturel non énergétiques

	Fraction de carbone stocké dans les produits ¹	Coefficient d'émission ² (g CO ₂ /L)
Propane	0,8	303
Butane	0,8	349
Éthane	0,8	197

Sources :

1. GIEC/OCDE/AIE (1997).
2. McCann (2000).

Tableau A12-19: Coefficients d'émission de CO₂ pour les produits pétroliers non énergétiques

Produits non énergétiques	Facteur du carbone (g C/L) ¹	Rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et celui du carbone		Coefficient d'émission de CO ₂ résultant (g CO ₂ /L)
		Fraction de carbone stockée ²		
	A	B	C	D = A × B × (1 - C)
Matières premières pétrochimiques	680	44/12	0,8	500
Naphtes	680	44/12	0,75	625

Produits non énergétiques	Facteur du carbone (g C/L) ¹	Rapport entre le poids moléculaire du CO ₂ et celui du carbone	Fraction de carbone stockée ²	Coefficient d'émission de CO ₂ résultant (g CO ₂ /L)
	A	B	C	D = A × B × (1 - C)
Graisses et huiles de lubrification	770	44/12	0,5	1 410
Pétrole utilisé pour d'autres produits	790	44/12	0,5	1 450

Sources :

1. Jaques (1992).
2. GIEC/OCDE/AIE (1997).

A12.3 Utilisation des solvants et d'autres produits

Les émissions de N₂O peuvent résulter de son utilisation comme anesthésique et agent propulseur. Les méthodes utilisées pour établir les coefficients d'émission présentés dans le Tableau A12-20 sont décrites dans le chapitre intitulé « Utilisation des solvants et d'autres produits » (chapitre 5) du rapport d'inventaire.

Tableau A12-20: Coefficients d'émission pour l'utilisation de solvants et d'autres produits

Produit	Application	Taux d'émission de N ₂ O (%)
Utilisation du N ₂ O	comme anesthésique	97,5
	comme agent propulseur	100

Source : Cheminfo Services 2006.

A12.4 Agriculture

Les émissions du secteur de l'agriculture proviennent de la fermentation entérique, de la gestion des fumiers et des sols agricoles. Les méthodes qui ont permis d'estimer ces émissions sont expliquées en détail à la section A3.3, où on trouvera également les coefficients d'émission de CH₄ attribuables à la fermentation entérique (pour les bovins seulement) et à la gestion des fumiers au Canada. Les Tableau A12-21 à Tableau A12-24 ci-dessous présentent d'autres coefficients d'émission et des renseignements connexes.

Tableau A12-21: Coefficients d'émissions de CH₄ attribuables à la fermentation entérique chez les espèces animales non bovines

Catégorie autres que les bovins	Coefficients d'émissions attribuables à la fermentation entérique ¹ (kg CH ₄ par animal, par année)
Porcins	
Verrats	1,5
Truies	1,5
Porcs <20 kg	1,5
Porcs 20-60 kg	1,5
Porcs >60 kg	1,5
Autres animaux d'élevage	
Moutons	8
Agneaux	8
Chèvres	5
Chevaux	18
Buffle	55
Volailles	
Poulets	ND
Poules	ND
Dindes	ND

Notes

1. Coefficients d'émission par défaut du niveau 1 du GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997).

ND = Non disponible

Tableau A12-22: Potentiel de production maximale de CH₄ (B₀) pour divers types d'animaux d'élevage¹

Espèce animale	Potentiel de production maximale de CH ₄ (B ₀) (m ³ /kg SV)
Bovins laitiers ²	0,24
Bovins non laitiers ³	0,19
Moutons	0,19
Chèvres	0,18
Chevaux	0,30
Porcs	0,48
Poules	0,39
Poulets à griller	0,36
Dindons	0,36

Notes :

1. Source des données : GIEC (2006), volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, tableaux 10A-5 à 10A-9.

2. Les bovins laitiers comprennent les vaches laitières et les génisses laitières.

3. Valeur des bovins non laitiers utilisée aussi pour les bisons.

Tableau A12-23: Facteur de conversion en CH₄ (FCM) par catégorie animale et système de gestion des fumiers¹

Catégories animales	Liquide	Stockage du fumier solide	Pâturages et enclos	Autres ³
Bovins laitiers	0,20	0,02	0,01	0,01
Bovins non laitiers ²	0,20	0,02	0,01	0,01
Porcs	0,20	0,02	SO	0,01
Volailles	0,015	0,015	0,015	SO
Chevaux	SO	0,01	0,01	SO
Chèvres	SO	0,01	0,01	SO
Moutons	SO	0,01	0,01	SO
Agneaux	SO	0,01	0,01	SO

Notes :

1. Source des données : GIEC (2006), volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, tableaux 10A-5 à 10A-9 (climat frais, température annuelle moyenne de 12 °C).
2. Valeur des bovins non laitiers utilisée aussi pour les bisons.
3. SO = sans objet

Tableau A12-24: Pourcentage d'azote du fumier émis sous forme d'azote du N₂O (N₂O-N) pour chaque système de gestion des fumiers (GIEC/OCDE/AIE (1997))

Espèce animale	% de fumier émis sous forme de N ₂ O-N			
	Systèmes liquides (CEL)	Stockage du fumier solide et du fumier sec (CESSD)	Fumier des pâturages, grands parcours et enclos (CEPGE)	Autres systèmes (CEO)
Bovins non laitiers	0,1	2,0	2,0	0,5
Bovins laitiers	0,1	2,0	2,0	0,5
Volailles	0,1	2,0	2,0	0,5
Moutons et agneaux	0,1	2,0	1,01	0,5
Porcs	0,1	2,0	2,0	0,5
Chèvres	0,1	2,0	1,01	0,5
Chevaux	0,1	2,0	1,01	0,5
Buffle	0,1	2,0	2,0	0,5

Source : GIEC (2006), volume 4, Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, tableau 11.1

A12.5 Combustion de la biomasse

A12.5.1 CO₂

Les émissions de CO₂ résultant de la combustion de la biomasse (que ce soit pour la consommation d'énergie, ou que cela provienne du brûlage dirigé ou des feux de végétation) ne sont pas comprises dans les totaux des inventaires nationaux. Ces émissions sont estimées et consignées comme déperdition des stocks de biomasse dans le secteur ATCATF.

Les émissions relatives à la consommation d'énergie sont déclarées comme postes pour mémoire dans le CUPR selon les prescriptions de la CCNUCC. Les émissions de cette source dépendent

avant tout des caractéristiques du combustible brûlé. La méthode utilisée pour établir les coefficients d'émission (Tableau A12-25) est décrite à la section consacrée à la combustion de la biomasse dans le rapport d'inventaire (voir la section A3.4.2).

Les émissions de CO₂ surviennent pendant les incendies de forêt et le brûlage dirigé au cours des activités de conversion des forêts. Le carbone émis sous forme de CO₂ (CO₂-C) durant les incendies de forêt est comptabilisé dans le bilan du carbone forestier, tandis que le CO₂-C émis durant le brûlage dirigé est déclaré dans les nouvelles catégories d'affectation des terres. Il n'existe pas de coefficient d'émission de CO₂ unique qui s'applique à tous les feux, car la proportion de CO₂-C émis dans chaque bassin peut être propre au bassin, aux types de forêts et aux perturbations de même qu'à la zone écologique (voir la section A3.4.2).

A12.5.2 CH₄

Les émissions de CH₄ résultant de la combustion de la biomasse dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission (

Tableau A12-25) reposent sur un examen des coefficients d'émission qui se rattachent aux technologies de combustion (SGA 2000). Les coefficients sont extraits du supplément B de l'AP-42 de l'EPA des États-Unis (EPA 1996), à l'exception de ceux des gaz d'enfouissement, obtenus du GIEC (2006).

Les émissions de carbone sous forme de CH₄ (CH₄-C) résultant des feux de végétation et du brûlage dirigé sont toujours égales à 1/90 des émissions de CO₂-C.

A12.5.3 N₂O

Les émissions de N₂O résultant de la combustion de la biomasse dépendent de la technologie. Les coefficients d'émission (Tableau A12-25) reposent sur un examen des coefficients d'émission des technologies de combustion et sur une analyse des technologies de combustion généralement utilisées au Canada (SGA 2000). Les coefficients sont extraits du supplément B de l'AP-42 de l'EPA des États-Unis (EPA 1996), à l'exception de ceux des gaz d'enfouissement, obtenus du GIEC (2006).

Les émissions de N₂O résultant des feux de végétation et du brûlage dirigé équivalent à 0,017 % vol/vol des émissions de CO₂. Étant donné que les deux gaz ont le même poids moléculaire, le même rapport peut être appliqué selon la masse (voir la section A3.4.2).

Tableau A12-25: Coefficients d'émission pour la biomasse

Source	Description	Coefficient d'émission (g/kg combustible)		
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Gaz d'enfouissement ¹	Combustion industrielle	29 890	0,6	0,06
Bois de chauffage et déchets de bois	Combustion industrielle	950	0,05	0,02
Incendies de forêt ⁴	Combustion à l'air libre	SO	SO ²	SO ³
Brûlage dirigé ⁴	Combustion à l'air libre	SO	SO ²	SO ³
Liqueurs résiduaires	Combustion industrielle	1 428	0,05	0,02
Poêles et foyers	Combustion résidentielle			
Poêles à bois classiques		1 500	15	0,16
Foyers classiques avec unité encastrée		1 500	15	0,16
Poêles et foyers perfectionnés dotés de systèmes antipollution catalytique		1 500	6,9	0,16
Autres dispositifs de combustion du bois		1 500	15	0,16

Notes :

1. Le coefficient d'émission des gaz d'enfouissement est converti en unités physiques à partir des unités d'énergie (valeur calorifique nette)
2. Le coefficient d'émission du CH₄ équivaut à 1/90 du CO₂. Voir la section A3.4 à l'annexe 3.
3. Le coefficient d'émission du N₂O équivaut à 0,017 % du CO₂. Voir la section A3.4 à l'annexe 3.
4. Les émissions de CO₂ résultant de la biomasse brûlée à des fins énergétiques ne sont pas comprises dans les totaux de l'inventaire, tandis que les émissions de CH₄ et de N₂O de ces mêmes sources sont répertoriées dans le secteur de l'énergie. Toutes les émissions de GES, notamment de CO₂ résultant de la biomasse brûlée dans les forêts aménagées (feux de végétation et brûlage dirigé) sont déclarées dans le secteur ATCATF et sont exclues des totaux de l'inventaire national.

SO = sans objet.

Sources :

Coefficients d'émission du CO₂ :

Gaz d'enfouissement - GIEC (2006)
 Bois de chauffage et déchets de bois - EPA (1996).
 Poêles classiques et foyers - ORTECH (1994).

Coefficients d'émission du CH₄ :

Gaz d'enfouissement - GIEC (2006)
 Bois de chauffage et déchets de bois – EPA (1996); EPA (1985); SGA (2000)
 Poêles et foyers - SGA (2000).

Coefficients d'émission du N₂O:

Gaz d'enfouissement - GIEC (2006)
 Bois de chauffage et déchets de bois - EPA (1996), Rosland et Steen (1990); Radke *et al.* (1991), SGA (2000).
 Poêles et foyers - SGA (2000).

Annexe 13 Protocole d'arrondissement

Un protocole d'arrondissement a été élaboré pour les estimations des émissions et absorptions afin de tenir compte de leur niveau d'incertitude. L'exactitude des données se reflète dans le nombre de chiffres significatifs utilisés, selon l'incertitude associée à la catégorie en cause. Le nombre de chiffres significatifs retenu pour chaque catégorie de source et de puits, selon les règles d'arrondissement dictées par le protocole, est présenté au Tableau A13-1.

Les plages du degré d'incertitude utilisées pour diverses catégories ont été, pour la plupart, établies par l'analyse Monte Carlo, telles que mises en oeuvre par ICF Consulting (ICF 2004, 2005), à l'aide des estimations de l'inventaire de 2001 (présentées dans le RIN de 2003). Les valeurs du degré d'incertitude par défaut publiées par le GIEC (GIEC/OCDE/AIE 1997; GIEC 2001), et celles retenues selon les avis d'expert ont également été utilisées pour certaines plages. Les plages du degré d'incertitude ont été calculées à partir des valeurs moyennes, déterminées par l'analyse Monte Carlo. Quand les plages du degré d'incertitude présentaient une asymétrie par rapport à la moyenne, on a utilisé la plage qui présentait le plus grand écart absolu par rapport à celle-ci pour représenter cette incertitude.

Certaines valeurs du degré d'incertitude récemment établies ont été adoptées pour des catégories dans les secteurs de l'énergie, des procédés industriels, des solvants et de l'utilisation d'autres produits et de l'agriculture. Ces nouvelles estimations du degré d'incertitude ont été prises en compte dans l'élaboration du Tableau A13-1. Pour une description plus détaillée de l'analyse de l'incertitude des estimations d'émissions au Canada, veuillez consulter l'annexe 7. On trouve des mises à jour des estimations de l'incertitude dans les chapitres des secteurs respectifs.

Les valeurs suivantes des plages d'incertitude ont servi à déterminer le nombre de chiffres significatifs auquel les estimations ont été arrondies :

- un chiffre significatif : incertitude supérieure ou égale à 50 %;
- deux chiffres significatifs : incertitude entre 10 % et 50 %;
- trois chiffres significatifs : incertitude inférieure ou égale à 10 %.

L'incertitude relative au secteur ATCATF n'a pas été officiellement évaluée lors de l'étude du groupe ICF en 2004. Depuis, de nouvelles méthodes ont servi à élaborer les estimations de l'incertitude dans les catégories des terres cultivées et de la conversion des forêts⁹³ (chapitre 7, sections 4 et 8 respectivement). Le nombre de chiffres significatifs associés aux autres catégories a été déterminé selon les avis d'experts.

Tous les calculs, y compris la compilation des totaux d'émissions, sont fondés sur des données non arrondies. Le protocole d'arrondissement n'a été appliqué aux estimations qu'à l'issue des calculs. À noter par ailleurs que, pour des raisons de formatage, le nombre de décimales des valeurs présentées aux annexes 8 et 11 est limité. C'est pourquoi la présence d'un tiret (–), indiquant une valeur de zéro, ne signifie pas nécessairement l'absence totale d'émissions dans la catégorie visée. Par conséquent, il se peut que l'addition des valeurs individuelles des tableaux ne corresponde pas aux sous-totaux et aux totaux.

⁹³ Catégorie Kyoto— voir le chapitre 7

Tableau A13-1: Nombre de chiffres significatifs appliqués aux tableaux-synthèses des GES

Catégories de sources et de puits de gaz à effet de serre		Nombre de chiffres significatifs						TOTAL
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	
TOTAL		3	2	2	2	2	2	3
ÉNERGIE		3	2	1				3
a.	Sources fixes	3	1	1				3
	Production d'électricité et de chaleur	3	2	1				3
	Industries des combustibles fossiles	3	1	1				2
	Raffinage et valorisation du pétrole	2	1	1				2
	Production de combustibles fossiles	3	1	1				2
	Exploitation minière et extraction de gaz et de pétrole	3	1	1				3
	Industries manufacturières	3	1	1				3
	Sidérurgie	3	1	1				3
	Métaux non ferreux	3	1	1				3
	Produits chimiques	3	2	1				3
	Pâtes et papiers	3	1	1				3
	Ciment	3	1	1				3
	Autres	3	1	1				3
	Construction	3	1	1				3
	Commercial et institutionnel	3	1	1				3
	Résidentiel	3	1	1				2
	Agriculture et foresterie	3	1	1				3
b.	Transport	3	1	1				3
	Transport aérien intérieur	3	1	1				2
	Transport routier	3	2	2				3
	Véhicules légers à essence	3	2	2				3
	Camions légers à essence	3	2	2				3
	Véhicules lourds à essence	3	2	2				3
	Motocyclettes	3	2	2				3
	Véhicules légers à moteur diesel	3	1	1				3
	Camions légers à moteur diesel	3	1	1				3
	Véhicules lourds à moteur diesel	3	1	1				3
	Véhicules au propane et au gaz naturel	3	1	1				2
	Transport ferroviaire	3	1	1				1
	Transport maritime intérieur	3	1	1				2
	Autres	2	1	1				2
	Véhicules hors route à essence	2	1	1				2
	Véhicules hors route à moteur diesel	2	1	1				2
	Pipelines	3	2	1				3
c.	Sources fugitives	3	3	1				3
	Exploitation de la houille		1					1
	Pétrole et gaz naturel	3	3	1				3
	Pétrole	2	3	1				3
	Gaz naturel	3	3					3
	Évacuation	3	3	1				3
	Torchage	2	2	1				2
PROCEDES INDUSTRIELS		2		3	2	2	2	3
a.	Production de minéraux	2						2
	Ciment	2						2
	Production de chaux	2						2
	Utilisation de produits minéraux	3						3
b.	Industrie chimique	2		3				2

Catégories de sources et de puits de gaz à effet de serre		Nombre de chiffres significatifs						
		CO ₂	CH ₄	N ₂ O	HFC	PFC	SF ₆	TOTAL
	Production d'ammoniac	2						2
	Production d'acide nitrique			3				3
	Production d'acide adipique			2				2
c.	Production de métaux	3				2	3	3
	Sidérurgie	3						3
	Production d'aluminium	2				2	3	2
	SF ₆ utilisé dans les usines de fonte et de moulage de magnésium						3	3
d.	Consommation d'halocarbures et de SF ₆				2	1	2	2
e.	Autres procédés et procédés indifférenciés	2						2
UTILISATION DES SOLVANTS ET D'AUTRES PRODUITS				2				2
AGRICULTURE			2	2				2
a.	Fermentation entérique		2					2
b.	Gestion des fumiers		2					2
c.	Sols agricoles			2				2
	Sources directes			2				2
	Fumiers des pâturages, grands parcours et enclos			2				2
	Sources indirectes			1				1
DÉCHETS		2	2	1				2
a.	Enfouissement des déchets solides		2					2
b.	Épuration des eaux		2	1				2
c.	Incinération des déchets	2	1	1				2
AFFECTATION DES TERRES, CHANGEMENT D'AFFECTATION DES TERRES ET FORESTERIE		2	2	2				2
a.	Terres forestières	2	2	2				2
b.	Terres cultivées	2	1	1				2
c.	Prairies							
d.	Terres humides	1	1	1				1
e.	Zones de peuplement	1	1	1				1

Annexe 14 Ozone et précurseurs d'aérosols

L'annexe 14 présente les tableaux-synthèses nationaux de 2007 pour les SO_x, les NO_x, le CO et les COVNM (voir le Tableau 14-1). Ces gaz sont déclarés⁹⁴ à la Commission économique des Nations Unies pour l'environnement en vertu de la Convention des Nations Unies sur la pollution atmosphérique transfrontalière à longue distance. Tel que recommandé à la Conférence des Parties de la CCNUCC (FCCC/SBSTA/2006/9), les Parties visées à l'Annexe I devraient fournir des renseignements sur les gaz à effet de serre à action indirecte tels que le CO, les NO_x, les COVNM ainsi que les SO_x dans le RIN.

Ces gaz n'ont pas un effet de réchauffement planétaire direct, mais ils peuvent avoir une incidence sur la formation ou la destruction de l'ozone troposphérique ou stratosphérique ou encore influencer sur l'absorption des radiations terrestres dans le cas des SO_x. Ces gaz peuvent avoir des répercussions sur le climat en se comportant comme des GES de courte durée et en modifiant le temps de survie dans l'atmosphère d'autres GES et ils peuvent former de nouveaux GES, tel que c'est le cas lorsque le CO réagit avec les hydroxyles pour former du CO₂ dans l'atmosphère. Ces émissions sont produites par un certain nombre de sources, dont la combustion de combustibles fossiles, notamment dans les secteurs de l'énergie et du transport, de la production industrielle et de la combustion de la biomasse.

⁹⁴ Les données présentées à la CCNUCC sont disponibles en ligne à l'adresse suivante : www.ceip.at (site en anglais seulement).

Tableau A14-1: Sommaire des émissions de 2007 de monoxyde de carbone, d'oxyde d'azote, de composés organiques volatils non méthaniques et d'oxyde de soufre pour le Canada

NFR sectors reported to LRTAP ¹		NOx	NMVOC	SOx	NH ₃
		kt			
1 A 1 a	Public Electricity and Heat Production	237.686	1.936	479.485	0.233
1 A 1 b	Petroleum refining	17.370	4.234	63.309	0.037
1 A 1 c	Manufacture of Solid Fuels and Other Energy Industries	488.101	56.911	272.567	3.999
1 A 2 a	Stationary Combustion in Manufacturing Industries and Construction: Iron and Steel	8.344	0.030	9.590	0.024
1 A 2 b	Stationary Combustion in Manufacturing Industries and Construction: Non-ferrous Metals	3.244	0.057	2.443	0.002
1 A 2 c	Stationary Combustion in Manufacturing Industries and Construction: Chemicals	9.834	1.154	5.689	3.060
1 A 2 d	Stationary Combustion in Manufacturing Industries and Construction: Pulp, Paper and Print	29.845	36.318	45.104	1.522
1 A 2 e	Stationary Combustion in Manufacturing Industries and Construction: Food Processing, Beverages and Tobacco	0.856	0.012	0.172	0.000
1 A 2 f i	Stationary Combustion in Manufacturing Industries and Construction: Other	51.464	3.465	48.410	0.262
1 A 2 f ii	Mobile Combustion in Manufacturing Industries and Construction	IE	IE	IE	IE
1 A 3 a ii (f)	Civil Aviation (Domestic, LTO)	7.927	6.649	0.840	0.005
1 A 3 a i (i)	International Aviation (LTO)	IE	IE	IE	IE
1 A 3 b i	Road Transport: Passenger cars	94.567	111.739	0.645	11.275
1 A 3 b ii	Road Transport: Light duty vehicles	133.860	123.030	0.801	8.814
1 A 3 b iii	Road Transport: Heavy duty vehicles	241.610	9.418	0.546	0.607
1 A 3 b iv	Road Transport: Mopeds & Motorcycles	1.490	3.554	0.003	0.013
1 A 3 b v	Road Transport: Gasoline evaporation	NA	IE	NA	NA
1 A 3 b vi	Road Transport: Automobile tyre and brake wear	NA	NA	NA	NA
1 A 3 b vii	Road Transport: Automobile road abrasion	NA	NA	NA	NA
1 A 3 c	Railways	107.382	2.895	2.229	0.099
1 A 3 d i (ii)	International inland waterways	IE	IE	IE	IE
1 A 3 d ii	National Navigation (Shipping)	114.885	3.778	79.332	0.122
1 A 3 e	Pipeline compressors	IE	IE	IE	IE
1 A 4 a i	Commercial / Institutional: Stationary	29.804	0.663	35.267	0.409
1 A 4 a ii	Commercial / Institutional: Mobile	IE	IE	IE	IE
1 A 4 b i	Residential: Stationary plants	47.210	158.896	11.653	1.402
1 A 4 b ii	Residential: Household and gardening (mobile)	IE	IE	IE	IE
1 A 4 c i	Agriculture/Forestry/Fishing: Stationary	IE	IE	IE	IE
1 A 4 c ii	Agriculture/Forestry/Fishing: Off-road Vehicles and Other Machinery	447.407	288.418	13.123	0.592
1 A 4 c iii	Agriculture/Forestry/Fishing: National Fishing	IE	IE	IE	IE
1 A 5 a	Other, Stationary (including Military)	IE	IE	IE	IE
1 A 5 b	Other, Mobile (Including military, land based and recreational boats)	IE	IE	IE	IE
1 B 1 a	Fugitive emission from Solid Fuels: Coal Mining and Handling	0.343	1.105	2.691	NA
1 B 1 b	Fugitive emission from Solid Fuels: Solid fuel transformation	1.384	10.573	17.098	0.091
1 B 1 c	Other fugitive emissions from solid fuels	0.587	5.543	0.260	0.000
1 B 2 a i	Exploration Production, Transport	NA	0.041	0.000	NA
1 B 2 a iv	Refining / Storage	NA	20.558	0.000	NA
1 B 2 a v	Distribution of oil products	NA	52.989	0.000	NA
1 B 2 a vi	Geothermal energy extraction	8.546	18.986	17.751	0.054
1 B 2 b	Natural gas	NA	526.764	0.000	NA
1 B 2 c	Venting and flaring	39.107	2.437	36.309	0.018
2 A 1	Cement Production	30.313	0.783	24.737	0.353
2 A 2	Lime Production	4.462	0.002	2.470	NA
2 A 3	Limestone and Dolomite Use	NA	NA	NA	NA
2 A 4	Soda Ash Production and use	NA	NA	NA	NA
2 A 5	Asphalt Roofing	NA	IE	NA	NA
2 A 6	Road Paving with Asphalt	0.000	0.009	0.031	NA
2 A 7 a	Quarrying and mining of minerals other than coal	1.664	0.131	0.238	NA
2 A 7 b	Construction and demolition	NA	NA	NA	NA
2 A 7 c	Storage, handling and transport of mineral products	NA	NA	NA	NA
2 A 7 d	Other Mineral products	0.295	0.278	0.661	0.164
2 B 1	Ammonia Production	4.915	0.322	1.326	6.701
2 B 2	Nitric Acid Production	IE	NA	NA	IE
2 B 3	Adipic Acid Production	IE	NA	NA	NA
2 B 4	Carbide Production	IE	IE	IE	NA
2 B 5 a	Other chemical industry	10.803	6.627	7.755	2.447
2 B 5 b	Storage, handling and transport of chemical products	0.000	0.000	0.000	0.000
2 C 1	Iron and Steel Production	4.684	1.380	18.376	0.082
2 C 2	Ferroalloys Production	0.090	0.371	0.032	0.000

Notes:

(1) Nomenclature for Reporting (NFR) sectors reported to the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution (LRTAP)

(2) Including NH₃ from Enteric Fermentation and emissions from Cultivation of Rice.

(3) Including PM sources.

(4) Excludes waste incineration for energy (this is included in 1 A 1) and in industry (if used as fuel).

(5) Includes accidental fires.

(6) National Total refers to the territory declared upon ratification of the relevant Protocol of the Convention.

Totals may not add up due to rounding.

NA = Not applicable; NE = Not estimated; NO = Not occurring; IE = Included elsewhere; LTO = Landing and takeoff; POPs = Persistent organic pollutants.

NFR sectors reported to LRTAP ¹		NO _x	NM _{VOC}	SO _x	NH ₃
		<i>kt</i>			
2 C 3	Aluminum Production	0.913	0.667	59.990	0.038
2 C 5 a	Copper Production	0.211	0.001	53.456	0.000
2 C 5 b	Lead Production	0.042	0.000	7.867	0.000
2 C 5 c	Nickel Production	0.129	0.000	200.811	0.000
2 C 5 d	Zinc Production	0.000	0.000	0.000	0.000
2 C 5 e	Other metal production	1.613	0.857	359.168	0.480
2 C 5 f	Storage, handling and transport of metal products	IE	IE	IE	IE
2 D 1	Pulp and Paper	18.636	31.919	13.156	1.814
2 D 2	Food and Drink	NA	7.817	NA	NA
2 D 3	Wood processing	0.599	19.927	0.067	0.000
2 E	Production of POPs	NO	NO	NO	NO
2 F	Consumption of POPs and Heavy Metals (e.g. electrical and scientific equipment)	NA	NA	NA	NA
2 G	Other production, consumption, storage, transportation or handling of bulk products	5.706	51.977	2.666	0.412
3 A 1	Decorative coating application	NA	0.000	NA	NA
3 A 2	Industrial coating application	NA	0.000	NA	NA
3 A 3	Other coating application	NA	126.306	NA	NA
3 B 1	Degreasing	NA	198.932	NA	NA
3 B 2	Dry cleaning	NA	0.308	NA	NA
3 C	Chemical products	0.000	1.987	0.000	0.008
3 D 1	Printing	NA	35.586	NA	NA
3 D 2	Domestic solvent use including fungicides	IE	IE	IE	IE
3 D 3	Other product use	0.000	0.000	0.000	0.000
4 B 1 a	Cattle Dairy	NE	IE	NA	50.883
4 B 1 b	Cattle Non-Dairy	NE	IE	NA	175.262
4 B 2	Buffalo	NE	NE	NA	NE
4 B 3	Sheep	IE	IE	NA	2.108
4 B 4	Goats	NE	NE	NE	NE
4 B 6	Horses	NE	NE	NA	4.046
4 B 7	Mules and Asses	NE	NE	NA	NE
4 B 8	Swine	NE	IE	NA	71.766
4 B 9 a	Laying Hens	NE	IE	NA	IE
4 B 9 b	Broilers	NE	IE	NA	IE
4 B 9 c	Turkeys	NE	IE	NA	IE
4 B 9 d	Other Poultry	NE	IE	NA	22.649
4 B 13	Other	NE	291.067	NA	2.841
4 D 1 a	Synthetic N-fertilizers ²	0.000	0.000	NA	115.986
4 D 2 a	Farm-level agricultural operations including storage, handling and transport of agricultural products	NA	NA	NA	NA
4 D 2 b	Off-farm storage, handling and transport of bulk agricultural products	0.270	2.746	NA	NA
4 D 2 c	N-excretion on pasture range and paddock Unspecified	IE	NA	NA	IE
4 F	Field Burning of Agricultural Wastes	NE	NE	NE	NE
4 G	Agriculture Other ³	IE	IE	IE	IE
6 A	Solid Waste Disposal on Land	1.133	12.759	NA	0.124
6 B	Waste-water Handling	NA	IE	NA	IE
6 C a	Clinical Waste Incineration ⁴	IE	IE	IE	IE
6 C b	Industrial Waste Incineration ⁴	0.845	0.696	0.546	0.018
6 C c	Municipal Waste Incineration ⁴	2.813	1.199	2.123	5.086
6 C d	Cremation	0.047	0.002	0.008	0.000
6 C e	Small Scale Waste Burning	0.527	2.637	0.088	0.056
6 D	Other Waste ⁵	0.675	0.020	0.044	0.000
7 A	Other (included in National Total for Entire Territory)	0.337	2.920	0.005	1.704
National Total for the entire territory⁶		2214.573	2252.386	1900.935	497.667

Notes:

(1) Nomenclature for Reporting (NFR) sectors reported to the Convention on Long-range Transboundary Air Pollution (LRTAP)

(2) Including NH₃ from Enteric Fermentation and emissions from Cultivation of Rice.

(3) Including PM sources.

(4) Excludes waste incineration for energy (this is included in 1 A 1) and in industry (if used as fuel).

(5) Includes accidental fires.

(6) National Total refers to the territory declared upon ratification of the relevant Protocol of the Convention.

Totals may not add up due to rounding.

NA = Not applicable; NE = Not estimated; NO = Not occurring; IE = Included elsewhere; LTO = Landing and takeoff; POPs = Persistent organic pollutants.

Annexe 15 Informations supplémentaires requises en vertu de l'article 7.1 du Protocole de Kyoto

La présente annexe constitue le rapport sur les informations supplémentaires requises en vertu du paragraphe 1 de l'article 7 du Protocole de Kyoto. À sa première réunion, la Conférence des parties, agissant comme réunion des Parties au Protocole de Kyoto, a accepté les Lignes directrices pour la préparation des informations requises au titre de l'article 7 du Protocole de Kyoto (décision 15/CMP.1 dans FCCC/KP/CMP/2005/8/Add.2). Les informations supplémentaires requises doivent être fournies dans deux documents différents : le rapport initial d'une partie⁹⁵ (selon l'annexe à la décision 13/CMP.1) et une annexe spéciale du rapport d'inventaire national.

Conformément au paragraphe 2 de la décision 15/CMP.1, les parties commencent à inclure les informations visées au paragraphe 1 de l'article 7 du Protocole de Kyoto dans le rapport d'inventaire qu'elles doivent présenter au titre de la Convention pour la première année de la période d'engagement, mais elles peuvent, sur une base volontaire, commencer à communiquer ces informations à partir de l'année qui suit la présentation du rapport initial.

La présente annexe fournit des informations supplémentaires sur les points suivants :

- Activités reliées à l'utilisation des terres, aux changements d'affectation des terres et à la foresterie (ATCATF) couvertes par les paragraphes 3.3 et 3.4
- Unités de comptabilisation
- Changements au système national
- Changements au registre

A15.1 Informations supplémentaires requises en vertu des articles 3.3 et 3.4

Renseignements généraux

La conception du Système national de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports du Canada (SNS CPR) concernant l'utilisation des terres, les changements d'affectation des terres et la foresterie est terminée; elle est assez souple pour satisfaire aux exigences de surveillance, de comptabilisation et de production de rapports de la Convention cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC, secteur de l'ATCATF) et du Protocole de Kyoto (activités du secteur de l'ATCATF relevant des articles 3.3 et 3.4). Pour atteindre cet objectif tout en réduisant au minimum la duplication et les incohérences, le Canada a cherché à mettre en œuvre, dans la mesure du possible, les mêmes définitions, approches et méthodologies pour la préparation des estimations relatives à la Convention et au Protocole.

Par conséquent, la définition de « forêt » présentée dans le rapport initial du Canada pour la comptabilisation de ses activités relevant des paragraphes 3 et 4 de l'article 3 est également appliquée aux estimations produites au titre de la Convention. Cette définition est fondée sur les valeurs minimales suivantes :

⁹⁵ Le rapport initial du Canada est accessible à l'adresse suivante:
http://unfccc.int/files/national_reports/initial_reports_under_the_kyoto_protocol/application/pdf/initial_report_of_canada.pdf

Couverture minimale de la couronne des arbres = 25 pour cent

Superficie minimale = 1 hectare

Hauteur minimale des arbres = 5 mètres

De plus, comme le recommande le chapitre 4 des Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques pour l'utilisation des terres, les changements d'affectation des terres et la foresterie, le Canada a établi une largeur minimale de 20 mètres (distance entre les troncs) comme critère définitionnel de la forme des forêts. Ces paramètres ont été mis en œuvre dans les procédures de cartographie des conversions de forêts utilisées au titre de la Convention aussi bien que pour la cartographie du déboisement dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Informations sur les terres

Le SNSCPR du Canada pour le secteur de l'ATCATF utilise un cadre spatial constant pour le référencement géographique de toutes les estimations pour ce secteur à des « zones de déclaration ». Ce cadre, décrit à la section 2 du chapitre 7 et à la section 3.4.1 de l'annexe 3 du présent rapport, sera également utilisé pour présenter les estimations liées à la gestion des terres cultivées, au boisement, au reboisement et au déboisement dans le cadre du Protocole de Kyoto. Ce cadre est conforme à la méthode utilisée pour identifier les terres dans la Méthode I du GIEC (GIEC, 2003, page 4.24, section 4.2.2.2), selon laquelle les unités de territoire multiples soumises à des activités de boisement, déboisement et reboisement ou de gestion des terres cultivées sont regroupées dans des limites géoréférencées préétablies (les zones de déclaration).

Informations spécifiques relatives aux activités visées par le paragraphe 3 de l'article 3

L'approche générale pour l'estimation du déboisement est la même que celle qui est utilisée pour la conversion des forêts, telle que décrite dans la section A3.4.2.2 de l'annexe 3.4 du présent rapport. La méthode de base comprend l'identification et l'interprétation des changements observés dans les images Landsat entre deux dates. Chaque situation de déboisement repérée et supérieure à 1 ha est délimitée à la main. Les procédures sont pleinement documentées dans Leckie *et al.*, 2006.

Le système de surveillance, de comptabilisation et de production de rapport du Canada pour le secteur de l'ATCATF distingue le déboisement réel de la perte temporaire de forêt (causée par une récolte ou une perturbation de la forêt) grâce à un système d'interprétation visuelle des images satellitaires, appuyé par des données accessoires (*on trouvera à l'annexe 3.4 du présent rapport une description complète comprenant des procédures de contrôle de la qualité et des estimations d'incertitude*). Les causes possibles du déboisement sont inscrites explicitement et soumises à des procédures régulières de CQ. Les principales causes possibles de déboisement par récolte sont les chemins et les dépôts forestiers, qui sont inscrits explicitement dans le système, ou une régénération insuffisante, phénomène qui constitue l'exception et n'est pas enregistré explicitement dans le système. On suppose que les zones exploitées se régénéreront en forêts qui correspondront à la définition énoncée plus haut. Une étude de base (*Service canadien des forêts*, 2008) a déterminé que la faible probabilité de tels déboisements (0 à 0,5 % de la zone exploitée) demeurerait bien en deçà des marges d'erreur de l'estimation de la superficie forestière totale convertie chaque année au Canada.

Dans son prochain rapport d'inventaire, le Canada ajoutera un complément d'information à la présente section pour répondre aux exigences d'information propres au secteur de l'ATCATF dans le cadre du Protocole de Kyoto, telles que décrites en détail dans l'annexe à la décision 15/CMP.1.

A15.2 Renseignements sur la comptabilisation des unités de Kyoto

Quantité attribuée au Canada

La quantité attribuée au Canada a été établie à 2 791 792 771 tonnes d'équivalent CO₂ (t d'éq. CO₂) (Rapport de la CCNUCC sur l'examen du rapport initial du Canada en vertu du Protocole de Kyoto, 2008)⁹⁶.

Réserve du Canada pour la période d'engagement

Conformément à la décision 11/CMP.1, le montant de la réserve d'une Partie pour la période d'engagement ne devrait jamais être inférieur à 90 % de la quantité qui lui est attribuée *ou* au quintuple de son dernier inventaire examiné, la plus faible de ces deux valeurs étant retenue. Le montant de la réserve du Canada pour la période d'engagement se calcule donc comme suit :

soit

a) 90 % de la quantité attribuée au Canada

$$= 0,9 \times 2\,791\,792\,771 \text{ t d'éq. CO}_2$$

$$= 2\,512\,613\,494 \text{ t d'éq. CO}_2$$

soit

b) 5 × son dernier inventaire examiné (2006)

$$= 5 \times 720\,631\,734 \text{ t d'éq. CO}_2$$

$$= 3\,603\,158\,670 \text{ t d'éq. CO}_2$$

La plus faible des deux valeurs a) et b) ci-dessus est la valeur a), soit 90 % de la quantité attribuée au Canada.

La réserve du Canada pour la période d'engagement est donc de 2 512 613 494 t d'éq. CO₂.

Informations communiquées sous une forme électronique standard :

Conformément au document intitulé *Standard Independent Assessment Report Reporting Guidance for Registries* (Guide pour la présentation de rapports d'évaluation indépendants standards pour les registres), étant donné que le Registre national du Canada n'a ni transféré ni acquis d'unités du Protocole de Kyoto en 2008, il n'est tenu de fournir aucun renseignement dans le présent rapport au sujet des points suivants :

Décision 15/CMP.1, annexe I.E, paragraphe 11 : Forme électronique standard (FES);

⁹⁶ Ce rapport d'examen est accessible [en anglais] à l'adresse : http://unfccc.int/national_reports/initial_reports_under_the_kyoto_protocol/items/3765.php.

Décision 15/CMP.1, annexe I.E, paragraphe 12 : Liste des anomalies dans le relevé des transactions;

Décision 15/CMP.1, annexe I.E, paragraphes 13 et 14 : Liste des notifications reçues du Conseil exécutif du mécanisme pour un développement propre (MDP);

Décision 15/CMP.1, annexe I.E, paragraphe 15 : Liste des cas de non-remplacement;

Décision 15/CMP.1, annexe I.E, paragraphe 16 : Liste des quantités d'unités invalides;

Décision 15/CMP.1, annexe I.E, paragraphe 17 : Mesures prises et modifications apportées pour remédier aux anomalies.

A15.3 Informations sur les modifications apportées au Système national du Canada

Le Canada n'a apporté aucune modification à son système national par rapport aux informations communiquées dans le Rapport d'inventaire national de 2008. La description du Système national du Canada se trouve au chapitre 1.

A15.4 Modifications apportées au Registre national du Canada

Dans des rapports antérieurs soumis à la CCNUCC, le Canada a fourni une description du Registre national⁹⁷. La présente section offre une description mise à jour présentant les changements apportés le cas échéant.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32a) – Modification de noms ou de coordonnées

Environnement Canada, Division des affaires législatives et réglementaires

Personne-ressource principale

Leigh Mazany
Directrice, Division des régimes d'échanges d'Environnement Canada
leigh.mazany@ec.gc.ca
819-956-5644
351, boulevard Saint-Joseph
Gatineau (Québec)
K1A 0H3

Personne-ressource secondaire

Josée Ricard
Directrice des solutions de technologies de l'information
josee.ricard@ec.gc.ca
819-997-1856
10, rue Wellington

⁹⁷ La soumission écrite du Canada au Comité de contrôle du respect des dispositions est accessible [en anglais] à l'adresse http://unfccc.int/files/kyoto_protocol/compliance/enforcement_branch/application/pdf/cc-2008-1-5_canada_eb_written_submission_of_canada-final.pdf.

Gatineau (Québec)
K1A 0H3

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32b) – Modifications à l'arrangement de coopération

Conformément à la décision 15/CMP.1 et à l'article 7 du Protocole de Kyoto, le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto maintient son registre national sous forme de système indépendant, sans le regrouper avec d'autres registres nationaux.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32c) – Modifications à la base de données ou à la capacité du registre national

Le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto est construit sous forme de *base de données relationnelle*. En plus des données centrales du registre liées aux comptes d'entités légales et nationales, aux transactions et aux rôles d'utilisateurs, la base de données contient des renseignements sur les procédures enregistrées, les vues et les configurations des applications qui constituent la majeure partie de la logique opérationnelle du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto.

Le système de gestion de bases de données du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto fonctionne à l'intérieur d'une infrastructure partagée d'Environnement Canada qui comprend des serveurs Microsoft SQL⁹⁸ 2005 mis en grappe. À des fins de fiabilité, ces serveurs sont reliés à un réseau de stockage (SAN) composé de mémoires RAID (réseau redondant de disques indépendants), ainsi qu'à un système automatisé intégré de tolérance aux pannes. Au besoin, on peut augmenter la capacité de stockage du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto en ajoutant des disques physiques au réseau SAN.

L'accès au Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto est assuré aux utilisateurs par deux serveurs d'applications Web fonctionnant en mode d'équilibrage des charges de façon à prévenir la surcharge de l'un ou l'autre des serveurs. À mesure que les charges augmenteront, il sera possible d'ajouter des serveurs à la structure d'équilibrage de charges.

Les serveurs physiques existants sont remplacés selon un cycle de quatre ans et leur nombre est augmenté en fonction de la demande prévue. La demande prévue est déterminée en fonction des exigences de système relatives aux applications nouvelles ou mises à jour.

L'infrastructure logicielle d'Environnement Canada est constamment actualisée, c'est-à-dire qu'on met à niveau les principales composantes logicielles de l'infrastructure au plus tard un ou deux ans après le lancement d'un nouveau produit important. Des rustines d'urgence sont aussi implémentées au besoin.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32d) – Modifications relatives à la conformité aux normes techniques

Le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto comprend une fonctionnalité permettant d'effectuer un rapprochement avec l'ITL (relevé international des transactions), ainsi qu'avec les exigences d'enregistrement chronologique des données, de publication, de conversion, de retrait, de

⁹⁸ Le nom « SQL Server 2005 » est une marque de commerce déposée et désigne officiellement le système d'administration de la base de données utilisé.

transfert externe, d'annulation, de remplacement, de report, de changement de la date d'expiration, de transfert interne entre deux comptes de dépôt, ainsi que toutes les autres fonctionnalités exigées par les Normes d'échange de données V 1.1.

Les essais d'interopérabilité du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto, effectués conformément à l'annexe H des Normes d'échanges de données (DES), ont été complétés avec succès le 29 mai 2008. La réussite de ces essais démontre que le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto fonctionne d'une manière exacte, transparente, efficace et conforme à la décision 13/CMP.1 et au paragraphe 4 de l'article 7 du Protocole de Kyoto.

Le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto a réussi les essais coordonnés de la fonctionnalité de la forme électronique standard en décembre 2008.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32e) – Modification des procédures

Avant qu'une transaction soit traitée, le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto fournit à l'utilisateur un résumé des transactions ou activités proposées. L'opérateur doit alors inscrire son mot de passe afin de confirmer sa décision d'effectuer la transaction ou d'exécuter l'activité.

En outre, l'application empêche l'opérateur de proposer de nombreux types de transaction interdits par les Normes d'échange de données. Par exemple, l'application ne permettra pas le transfert d'unités de réduction certifiée des émissions de longue durée (URCE-LD) ayant fait l'objet d'une inversion du processus de stockage de type 4 ailleurs que dans un compte d'annulation obligatoire. Aucune autre transaction ne sera proposée au Relevé international des transactions (RIT) à l'égard de ces URCE-LD, et l'utilisateur sera avisé de la raison de cette restriction. Autre exemple de ces mesures de sécurité internes : aucune transaction ayant pour effet d'amener le niveau prévu au Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto en deçà du niveau de la réserve pour la période d'engagement du Canada ne sera présentée au Relevé international des transactions (RIT).

Le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto comprend une fonctionnalité de reprise au point de contrôle qui permet à l'administrateur de registre d'interrompre et d'annuler des transactions sur avis du RIT. Ce processus, ainsi que tout autre processus d'intervention manuelle, est mis en œuvre par un processus structuré intégré à l'interface Web du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto. Toutes les interventions manuelles sont automatiquement enregistrées dans le logiciel du registre.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32f) – Modification des mesures de sécurité

Sécurité physique

- L'édifice qui héberge le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto est accessible uniquement aux personnes qui détiennent un laissez-passer de sécurité.
- Le service de sécurité de l'édifice fonctionne jour et nuit.
- Tout l'équipement central servant à héberger le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto est contenu dans une seule salle de serveurs climatisée.
- Grâce à un système codé de verrouillage de portes, l'accès au secteur est réservé au personnel informatique opérationnel affecté à la maintenance du matériel.
- La salle des serveurs est protégée contre les incendies par un système automatique d'extinction d'incendies.
- Toutes les communications reliées au Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto qui entrent dans la salle des serveurs ou qui en sortent sont chiffrées.

Les équipements relatifs au registre dont la liste suit sont entreposés dans une aire sécurisée :

- le réseau privé virtuel (RPV),
- les commutateurs de communication,
- les appareils d'équilibrage des charges pour les serveurs Web,
- les serveurs Web,
- les serveurs d'applications,
- les serveurs de bases de données,
- le réseau de stockage SAN,
- toutes les connexions câblées entre les appareils ci-dessus.

Sécurité des données

- Tous les serveurs de bases de données d'Environnement Canada, y compris ceux qui hébergent le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto, sont protégés par un pare-feu physique interne.
- Les communications entre le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto et le RIT sont chiffrées au moyen d'un certificat numérique approuvé par le RIT.
- Les communications entre les utilisateurs du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto et le serveur d'applications du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto sont chiffrées au moyen d'un certificat numérique.
- Des logiciels antivirus sont installés pour protéger l'infrastructure partagée d'EC. On installe des mises à jour d'antivirus au besoin.
- Seuls les utilisateurs enregistrés et autorisés ont accès au Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto. Chaque utilisateur du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto doit utiliser un identificateur d'utilisateur et un mot de passe pour avoir accès au Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto. Seul l'utilisateur connaît son mot de passe. L'authentification de l'utilisateur est encore renforcée par l'utilisation d'un certificat numérique.
- Dans la version de production du registre, la composition des mots de passe devra respecter les règles suivantes :
 1. au moins 8 caractères;
 2. au moins trois des quatre types de caractères suivants :
 - majuscules,
 - minuscules,
 - chiffres,
 - caractères spéciaux;
 3. modification du mot de passe tous les 180 jours;
 4. interdiction de réutiliser l'un des 10 derniers mots de passe.

Prévention des erreurs des opérateurs

Afin de prévenir les erreurs de l'opérateur avant le traitement d'une transaction, l'application donne à l'opérateur un résumé de la transaction ou de l'activité proposée. L'opérateur doit ensuite inscrire son mot de passe afin de confirmer qu'il désire vraiment effectuer cette transaction ou exécuter cette activité.

En outre, l'application empêche l'opérateur de proposer un type de transaction qui n'est pas autorisé par les Normes d'échange de données. Par exemple, l'application ne permettra pas le transfert d'URCE-LD (unités de réduction certifiée des émissions de longue durée) ayant fait l'objet d'une inversion du processus de stockage de type 4 ailleurs que dans un compte d'annulation obligatoire. De plus, aucune autre transaction ne sera proposée au RTI à l'égard de ces URCE-LD, et l'utilisateur sera avisé de la raison de cette restriction.

Liste de contrôle

Toutes les manipulations de la base de données faites par les utilisateurs sont saisies dans une liste de contrôle.

La liste de contrôle enregistre les informations suivantes :

- l'identité de l'utilisateur qui effectue la modification,
- la date et l'heure de la modification,
- le champ modifié,
- les valeurs ancienne et nouvelle du champ.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32g) – Modification de la liste des informations accessibles au public

Les informations suivantes seront accessibles au public lorsque le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto aura commencé ses opérations en direct avec le RTI :

- les informations sur les comptes prescrites dans l'annexe de la décision 13/CMP.1, paragraphe 45;
- les informations sur les projets exécutés au titre de l'article 6, prescrites dans l'annexe de la décision 13/CMP.1, paragraphe 46;
- les informations sur les unités détenues prescrites dans l'annexe de la décision 13/CMP.1, paragraphe 47 (ces renseignements seront publiés avec un retard d'au moins une année civile);
- les informations sur les personnes morales prescrites dans l'annexe de la décision 13/CMP.1, paragraphe 48.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32h) – Modification de l'adresse Internet

<https://rncpk-ckpnr.ec.gc.ca>.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32i) – Changements aux mesures visant à assurer l'intégrité du stockage des données

Défaillance des composantes

Le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto fonctionne en mode « reprise ». Cette capacité est assurée par les quatre mécanismes distincts :

1. Redondance des serveurs Web et des serveurs d'applications
Les services Web et les services d'applications du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto sont hébergés dans un environnement d'équilibrage des charges comportant deux serveurs indépendants. Si l'un des serveurs tombe en panne, les transactions d'applications sont automatiquement transférées à l'autre serveur.
2. Redondance des serveurs de base de données
La base de données du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto fonctionne à l'intérieur d'une grappe de deux serveurs de bases de données. On peut en ajouter d'autres si une capacité ou une redondance supplémentaire s'avère nécessaire. Si un serveur tombe en panne, le traitement des transactions avec la base de données est transféré automatiquement au deuxième serveur.
3. Réseau de stockage (SAN)

La grappe de bases de données du Registre entrepose les données du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto (RNCPK) sur un réseau de stockage. Les serveurs de bases de données sont reliés à ce réseau de stockage au moyen de commutateurs textiles redondants. Le réseau de stockage utilise la technologie des réseaux redondants de disques indépendants (RAID) pour assurer le recouvrement automatique des données perdues à la suite d'une panne de disque.

4. Pannes de courant

Toutes les composantes qui hébergent le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto sont approvisionnées en électricité par le réseau électrique standard. En cas de panne de courant, un système UPS à batterie entre en marche automatiquement, suivi d'une génératrice au diesel qui fournira une alimentation électrique sans coupure pendant un maximum de seize (16) heures. L'alimentation électrique de chaque serveur de base de données est aussi reliée à des appareils de redondance UPS pour la fourniture ininterrompue de courant électrique.

Sauvegarde de données sur le serveur de réseau

Comme nous l'avons déjà indiqué, le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto est hébergé dans une infrastructure partagée d'Environnement Canada. La doctrine opérationnelle standard consiste à effectuer des sauvegardes de sécurité quotidiennes « incrémentielles » et des sauvegardes de sécurité hebdomadaires « complètes » de tous les serveurs d'applications et de bases de données. En plus des sauvegardes de serveurs, la base de données maintient séparément un registre horaire des transactions.

Conservation des données de sauvegarde

Les supports de sauvegarde sont recyclés selon un cycle de trente (30) jours. Les sauvegardes hebdomadaires sont transférées chaque semaine à une zone de stockage sécuritaire éloignée.

Récupération des données

La restauration des données est effectuée au moyen d'une restauration des sauvegardes « complètes » et « incrémentielles » appropriées, suivie de la restauration des transactions effectuées dans la base de données jusqu'au moment de la panne.

Reprise après sinistre

Actuellement, le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto n'est pas en production et n'a pas d'utilisateurs externes. Pour l'instant, on considère que la reprise en cas de sinistre, comprenant une restauration utilisant les données des sauvegardes complètes ou partielles, est adéquate. Lorsque le système entrera en production, qu'il deviendra accessible à des utilisateurs externes et que le volume de transactions augmentera, on révisera de façon continue le processus de reprise après sinistre.

Décision 15/CMP.1, annexe II.E, alinéa 32j) – Modification des résultats des procédures d'essai

Essais de connectivité : Les essais du Réseau privé virtuel (RPV) ont été complétés avec succès le 25 janvier 2008.

Les essais du protocole de sécurisation Secure Socket Layer (SSL) ont été complétés avec succès le 9 mai 2008.

L'essai officiel d'acceptation par les utilisateurs des fonctionnalités du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto, effectué par Environnement Canada, a été complété avec succès le 28 mai 2008.

Les essais d'interopérabilité (annexe H des Normes d'échanges de données) ont été complétés avec succès le 29 mai 2008.

Les résultats des essais de connectivité et d'interopérabilité sont résumés dans le Rapport d'évaluation indépendant du Registre national du Canada (FCCC/IAR/36 E)⁹⁹.

Le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto a aussi terminé avec succès les essais coordonnés de la forme électronique standard, qui ont eu lieu en décembre 2008.

Modifications à la réponse aux recommandations découlant de l'examen

On trouvera ci-après un sommaire des modifications apportées à la réponse du Canada aux recommandations de l'Examen centralisé de 2008 du Registre national.

Degré de préparation du Registre national

Recommandation : Accélérer le travail visant à établir un registre national pleinement opérationnel conforme aux exigences définies par les décisions 13/CMP.1 et 5/CMP.1, et fournir des informations détaillées sur la mise en œuvre de ces activités dans le prochain rapport d'inventaire présenté par le Canada dans le cadre du Protocole de Kyoto.

Le Canada a établi un registre national qui répond aux exigences définies par les décisions 13/CMP.1 et 5/CMP.1. Les informations détaillées obligatoires contenues dans le Registre national du Canada ont été fournies dans la section précédente.

Les autres points sont des lacunes de faible importance notées dans le Rapport de l'évaluation indépendante du Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto, et qui doivent être résolues avant de lancer l'application en direct du Registre international de transactions. Les modifications apportées à la réponse du Canada sont décrites ci-après.

Plan de reprise après sinistre

Condition 1 : Le plan de reprise après sinistre pour le Canada est toujours en évolution et devrait devenir accessible lorsque le registre entrera en production complète.

Environnement Canada a mis en place l'infrastructure nécessaire pour héberger un site secondaire afin de reprendre le service si le site primaire n'est plus utilisable. La mise à l'essai du site et les procédures d'activation devraient être entreprises dans un avenir rapproché.

Gestion des changements de versions

Condition 2 : On ne dispose pas de documentation illustrant l'exécution de la procédure de gestion des changements de version.

⁹⁹ Le rapport de l'évaluation indépendante du Registre national du Canada est accessible [en anglais] à l'adresse suivante : http://maindb.unfccc.int/library/view_pdf.pl?url=http://unfccc.int/resource/docs/2008/iar/can01.pdf

La procédure de gestion des changements de version présentée à la CCNUCC en juin 2008 n'avait été mise en œuvre que tout récemment et il n'y avait donc pas d'éléments probants de son exécution pratique au moment de la présentation. Les procédures ont maintenant été considérablement augmentées et mises à l'essai. Des preuves de son exécution seront présentées pour approbation dès que des essais d'acceptation supplémentaires auront été effectués par Environnement Canada.

Plan de validation temporelle

Condition 3 : Les indications fournies sur la gestion du temps dans le cadre du plan de validation temporelle sont lacunaires et n'illustrent pas l'exécution réelle d'une rectification temporelle.

Environnement Canada a mis à jour le plan de validation temporelle de façon à inclure l'utilisation de logiciels de synchronisation temporelle acceptés et de protocoles de synchronisation temporelle déjà utilisés. De plus, Environnement Canada a développé un logiciel de surveillance temporelle fournissant une notification automatisée en temps réel des défauts de synchronisation temporelle pertinents pour le Registre national du Canada pour le Protocole de Kyoto. La période d'essai du logiciel adapté est maintenant terminée et le logiciel est prêt à être utilisé dans un environnement de production. Le plan de validation temporelle révisé a été soumis pour examen en même temps que le présent document.

Plan de gestion des modifications

Condition 4 : Dans la section portant sur la gestion des modifications du plan opérationnel, l'explication de la façon dont les modifications à l'environnement du registre doivent être documentées et contrôlées est lacunaire, particulièrement en ce qui concerne la communication de ces modifications à une tierce partie comme le RTI.

On met à jour actuellement le plan de gestion des modifications en y ajoutant une section sur les communications.

Références

A1, Catégories clés

[GIEC]. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html

[GIEC]. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gplulucf/gplulucf_languages.htm

A2, Méthodologie et données employées pour estimer les émissions dues à la combustion de combustibles fossiles

CIMC. 2003. Rapport sur les statistiques annuelles de l'industrie des motocyclettes et des véhicules tout terrain.

DesRosiers. Canadian Vehicles in Operation Census (CVIOC). Rapports annuels préparés par DesRosiers Automotive Consultants.

Environnement Canada. 1999. 1995 Criteria Contaminants Emissions Inventory Guidebook. Version 1, Section 2.4, Groupe de travail sur les émissions et les projections, Division des principaux contaminants atmosphériques, Environnement Canada.

EPA. 2007. Inventory of U.S. Greenhouse Gas Emissions and Sinks: 1990–2005. Washington (DC) : Environmental Protection Agency, États-Unis, rapport n° 430-R-07-002.

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Vol. 1, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs1.htm>

Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport SPE 5/AP/4.

King, B. 1994. Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options. Rapport préparé pour Environnement Canada par Neill and Gunter Ltd.

Maples, J.D. 1993. The Light-Duty Vehicle MPG Gap: Its Size Today and Potential Impacts in the Future, University of Tennessee Transportation Centre, Knoxville, Tennessee, États-Unis

REFERENCES

- McCann TJ. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors. Prepared by TJ McCann and Associates Ltd. and Clearstone Engineering Ltd. for Environment Canada. March.
- Polk. Vehicles in Operation (VIO) Database. Compilé par R.L. Polk et al., Southfield, Michigan, États-Unis.
- RNCan. 2006. Modèle d'utilisation finale pour le secteur des transports. Ressources naturelles Canada
- Statistique Canada. Aviation civile canadienne, n° 51-206-XIB au catalogue.
- Statistique Canada. Base de données CANSIM, tableau 405-0002 : Véhicules automobiles, ventes de carburants, annuel (litres). Disponible en ligne : <http://cansim2.statcan.ca>
- Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (publication annuelle), n° 57-003-XIB au catalogue.
- Statistique Canada. Trafic des transporteurs aériens aux aéroports canadiens, n° 51-005 au catalogue. (publication révolue).
- Statistique Canada. Trafic des transporteurs aériens aux aéroports canadiens, n° 51-203-XIE au catalogue. Disponible en ligne : <http://dsp-psd.pwgsc.gc.ca/Collection-R/Statcan/51-203-XIB/51-203-XIB-f.html>
- Stewart Brown Associates. 2004. Vehicle Fleet Profiles for Ontario and British Columbia; Annual Kilometer Accumulation Rates; Vehicle-Kilometers Traveled; and I/M Program Effectiveness.
- A3.1, Méthodologie relative aux émissions fugitives attribuables à la production, à la transformation, au transport et à la distribution de combustibles fossiles**
-
- British Columbia Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. 2008. Oil and Gas Production and Activity in British Columbia: Statistics and Resource Potential 1996-2007. [cité : 20 août 2008]. Disponible à l'adresse : <http://www.empr.gov.bc.ca/OG/oilandgas/statistics/Pages/default.aspx>
- [ACPP] Association canadienne des producteurs pétroliers. 1999. CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry, Vol. 1 et 2. Préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd. Publication N° 1999-0010.
- [ACPP] Association canadienne des producteurs pétroliers. 2005a. A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG), Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Vol. 1-5. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd. Janvier 2005.
- [ACPP] Association canadienne des producteurs pétroliers. 2005b. Extrapolation of the 2000 UOG Emission Inventory to 2001, 2002 and 2003. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd.

[ACPP] Association canadienne des producteurs pétroliers. 2006. An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry: 1990 to 2003. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd.

[ACPP] Association canadienne des producteurs pétroliers. 2008. Industry Facts and Information by Region and Province 2007. [Cité : 20 novembre 2008]. Disponible à l'adresse : http://www.capp.ca/default.asp?V_DOC_ID=6

[ACG] Association canadienne du gaz. 1997. 1995 Air Inventory of the Canadian Natural Gas Industry. Calgary (AB): Radian International LLC.

[OCTNHE] Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. 2008a. Development Wells - Hibernia. Disponible à l'adresse : <http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/hwells.pdf>

[OCTNHE] Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. 2008b. Development Wells - Terra Nova. Disponible à l'adresse : <http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/hwells.pdf>

[OCTNHE] Office Canada – Terre-Neuve des hydrocarbures extracôtiers. 2008c. Development Wells - White Rose. Disponible à l'adresse : <http://www.cnlopb.nl.ca/pdfs/hwells.pdf>

[ICPP] Institut canadien des produits pétroliers. 2004. Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production. Calgary (AB): Levelton Consultants Ltd., avec Purvin & Gertz Inc. Août 2004.

Environnement Canada. 2007. Bitumen-Oil Sands Extrapolation Model – Rev 3. Calgary (AB): Clearstone Engineering Ltd.

[CERE] Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques. 2008a. ERCB Provincial Surveillance and Compliance Summary 2007 : ST99-2008. Disponible à l'adresse : http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st99_current.pdf

[CERE] Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques. 2008b. Alberta Drilling Activity, Monthly Statistics, December 2007: ST59-2007. Disponible à l'adresse : <http://www.ercb.ca/docs/products/STs/st59/st59-2007.pdf>

[CERE] Commission chargée de l'économie des ressources énergétiques. 2008c. Mineable Alberta Oil Sands, Annual Statistics for 2007: ST43-2008. Disponible à l'adresse : http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_308_265_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/publications_catalogue/publications_available/serial_publications/st43.aspx

Hollingshead B. 1990. Methane Emissions from Canadian Coal Operations: A Quantitative Estimate. Devon (AB): Coal Mining Research Company. Rapport CI 8936.

King B. 1994. Management of Methane Emissions from Coal Mines: Environmental, Engineering, Economic and Institutional Implications of Options. Rapport préparé par Neill and Gunter pour Environnement Canada.

Manitoba - Sciences, Technologie, Énergie et Mines. 2008. Manitoba Petroleum Statistics. [cité : 20 novembre 2008]. Disponible à l'adresse : <http://www.gov.mb.ca/stem/petroleum/stats/index.html>

REFERENCES

[ONE] Office national de l'énergie. 2008. Production estimative de pétrole brut et d'équivalents au Canada en 2007. [révision : 18 septembre 2008; cité : 20 novembre 2008]. Disponible à l'adresse : <http://www.neb-one.gc.ca/clf-nsi/rnrgynfntn/sttstc/crdlndptrlmpdct/2007/stmtdprctnendncrdlqvlnt2007.xls>

Saskatchewan Energy and Resources. 2008a. Monthly Production and Disposition of Crude Oil at the Producer Level, Year 2007, Ending Month 12. [révision : 22 octobre 2008; cité : 25 novembre 2008]. Disponible à l'adresse : <http://www.ir.gov.sk.ca/adx/asp/adxGetMedia.aspx?DocID=3732,3620,3384,5460,2936,Documents&MediaID=24438&Filename=2007+Monthly+Production+and+Disposition+of+Crude+Oil.pdf>

Saskatchewan Energy and Resources. 2008b. 2007-2008 Annual Report – Saskatchewan Energy and Resources. Province of Saskatchewan, Ministry of Energy and Resources. [cité : 20 novembre 2008]. Disponible à l'adresse : <http://www.ir.gov.sk.ca/adx/asp/adxGetMedia.aspx?DocID=4157,3087,2936,Documents&MediaID=20405&Filename=Ministry+of+Energy+and+Resources+2007-2008+Annual+Report.pdf>

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (annuel). N° 57-003-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Statistiques du charbon et du coke. N° 45-002-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Transport et distribution du gaz naturel. N° 57-205-XIB au catalogue.

Statistique Canada. 2008a. Tableau 131-0001 – Approvisionnements et utilisations du gaz naturel, mensuel (mètres cubes). CANSIM. Disponible à l'adresse : <http://cansim2.statcan.ca/>

Statistique Canada. 2008b. Tableau 126 0001 - Approvisionnement et utilisation du pétrole brut, mensuel (mètres cubes). CANSIM. Disponible à l'adresse : <http://cansim2.statcan.ca/>

A3.2, Méthodologie pour les procédés industriels

Cheminfo Services. 2005. Improvements to Canada's Greenhouse Gas Emissions Inventory Related to Non-Energy Use of Hydrocarbon Products. Rapport final, Markham (Ontario), Canada, mars 2005.

Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Rapport final, Markham (Ontario), Canada, septembre 2006.

GIEC. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html

GIEC/OCDE/AIE. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>

Jaques, A .P. 1992. Estimations des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, Rapport SPE 5/AP/4.

Lowenheim FA, Moran M. 1980. (Faith, Keyes and Clark's) Industrial Chemicals. J. Wiley & Sons, New York (N.Y.), États-Unis.

McCann T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors, préparé par T.J. McCann and Associates pour Environnement Canada, mars 2000.

Statistique Canada. Produits chimiques industriels et résines synthétiques, 1990–2007 (mensuel). N° 46-002-XIB au catalogue.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (annuel). N° 57-003-XIB au catalogue.

A3.3, Agriculture

AAFRD. Alberta Agriculture, Food and Rural Development. 2001. Alberta Cow–Calf Audit, 1997/1998 Production Indicators and Management Practices over the Last 10 Years. Edmonton (Alberta), Canada.

AAFRD et Université de l'Alberta. Alberta Agriculture, Food and Rural Development and University of Alberta. 2003. Development of a Farm-Level Greenhouse Gas Assessment: Identification of Knowledge Gaps and Development of a Science Plan, Alberta Agricultural Research Institute (AARI), projet n° 2001J204. Disponible en ligne : http://64.34.178.148/resources/AAFRD_Development%20of%20a%20Farm%20Level%20Greenhouse%20Gas%20Assessment.pdf

*Agriculture, Alimentation et Initiatives rurales Manitoba. 2000. Manitoba Cattle on Feed 1999/2000. Market Analysis and Statistics Section, Program and Policy Analysis Branch, Manitoba Agriculture and Food.

Agriculture et agroalimentaire Canada. 1990-2007. Cédule de la revue du marché des bestiaux. Disponible en ligne: <http://www.agr.gc.ca/redmeat/almrcalendar.htm>.

Arrouays D., N. Saby, C. Walter, B. Lemerrier et C. Schvartz C. 2006. Relationships between particle-size distribution and organic carbon in French arable topsoils. *Soil Use Manag.* 22:48–51.

Boadi D.A., K.H. Ominski, D.L. Fulawka et K.M. Wittenberg. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Enteric Fermentation of Cattle in Canada by Adopting an IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Tier-2 Methodology, rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le Département de zootechnie, Université du Manitoba, Winnipeg (Manitoba), Canada.

Bouwman A.F., L.J.M. Boumans et N.H. Batjes. 2002. Emissions of N₂O and NO from fertilized fields: Summary of available data. *Global Biogeochem. Cycles* 16:doi:10.1029/2001GB001811.

Bouwman A.F. 1996. Direct emission of nitrous oxide from agricultural soils. *Nutrient Cycling in Agroecosystems.* 46: 53–70.

REFERENCES

- Campbell C.A., R.P. Zentner, H.H. Janzen et K.E. Bowren. 1990. *Crop Rotation Studies on the Canadian Prairie*, Centre d'édition du gouvernement du Canada, Ottawa (Ontario), Canada.
- CANSIM. Système canadien d'information socio-économique [base de données dans Internet], Statistique Canada, [mis à jour quotidiennement; consulté le 10 janvier 2008]. Disponible en ligne; <http://cansim2.statcan.ca/>
- Chadwick D.R., R.W. Sneath, V.R. Phillips et B.F. Pain. 1999. A UK inventory of nitrous oxide emissions from farmed livestock. *Atmos. Environ.* 33:3345-3354.
- Chang C. et H.H. Janzen. 1996. Long-term fate of nitrogen from annual feedlot manure applications. *Journal of Environmental Quality*. 25: 785–790.
- Christensen D.A., G. Steacy et W.L. Crowe. 1977. Nutritive value of whole crop cereal silages. *Canadian Journal of Animal Science*, 57: 803–805.
- Corre M.D., C. Van Kessel et D.J. Pennock. 1996. Landscape and seasonal patterns of nitrous oxide emissions in a semiarid region. *Soil Science Society of America Journal*. 60: 1806–1815.
- Corre M.D., D.J. Pennock, C. Van Kessel et D.K. Elliott. 1999. Estimation of annual nitrous oxide emissions from a transitional Grassland–Forest region in Saskatchewan, Canada. *Biogeochemistry*. 44: 29–49.
- CRAAQ. Centre de référence en agriculture et agroalimentaire du Québec. 1999. Chèvres laitières—Budget: Production laitière. Centre de Référence en Agriculture et Agroalimentaire du Québec. Agdex 435/821. Comité de références économiques en agriculture du Québec. Groupe GRÉAGRI inc.
- da Sylva A.P. et B.D. Kay. 1997. Estimating the least limiting water range of soils from properties and management. *Soil Science Society of American Journal*. 61: 877-883.
- Decisioneering. 2000. Crystal Ball[®], Decisioneering Inc., Denver, Colorado, U.S.A. Disponible en ligne: <http://www.oracle.com/crystalball/index.html>
- Dobbie K.E., I.P. McTaggart et K.P. Smith. 1999. Nitrous oxide emissions from intensive agricultural systems: Variations between crops and seasons, key driving variables and mean emission factors. *Journal of Geophysical Research*. 104: 26891–26899.
- Environnement Canada. 2002. Normales climatiques au Canada – précipitations. Disponible en ligne : http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca/prods_servs/cdcd_iso_f.html?&&
- EPA. United States Environmental Protection Agency. 2004. National Emission Inventory—Ammonia Emissions from Animal Husbandry Operations, rapport provisoire, U.S. Environmental Protection Agency. Washington, D.C., États-Unis, 30 janvier.
- Flynn H.C., J.O. Smith, K.A. Smith, J. Wright, P. Smith et J. Massheder. 2005. Climate- and crop-responsive emission factors significantly alter estimates of current and future nitrous oxide emissions from fertilizer use. *Global Change Biology*. 11: 1522–1536.
- Freibauer A. 2003. Regionalized inventory of biogenic greenhouse gas emissions from European agriculture. *Europ. J. Agron.* 19: 135-160.

- Goss M.J. et D. Goorahoo. 1995. Nitrate contamination of groundwater: measurement and prediction. *Fertilizer Research*. 42: 331–338.
- Grant R. et E. Pattey. 1999. Mathematical modeling of nitrous oxide emissions from an agricultural field during spring thaw. *Glob. Biogeochem. Cycles* 13: 679–694.
- Gregorich E.G., P. Rochette, A.J. VandenBygaart et D.A. Angers. 2005. Greenhouse gas contributions of agricultural soils and potential mitigation practices in eastern Canada. *Soil & Tillage Research*. 76: 1–20.
- Hao X., C. Chang, J.M. Carefoot, H.H. Janzen et B.H. Ellert. 2001. Nitrous oxide emissions from an irrigated soil as affected by fertilizer and straw management. *Nutrient Cycling in Agroecosystems*, 60: 1–8.
- Hashimoto A.G., V.H. Varel et Y.R. Chen. 1981. Ultimate methane yield from beef cattle manure: effect of temperature, ration constituents, antibiotics and manure age. *Agricultural Wastes*. 3: 241–256.
- Hénault C., X. Devis, S. Page, E. Justes, R. Reau et J.-C. Germon. 1998. Nitrous oxide emissions under different soil and land management conditions. *Biology and Fertility of Soils*. 26: 199–207.
- Hutchings N.J., S.G. Sommer, J.M. Andersen et W.A.H. Asman. 2001. A detailed ammonia emission inventory for Denmark. *Atmospheric Environment*. 35: 1959–1968.
- Hybrid Turkeys. 2001. Hybrid Converter—Commercial Hens and Toms. Disponible en ligne : <http://www.hybridturkeys.com/converter.html>
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 : Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/vol4.html>
- GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économique et Agence internationale de l'énergie. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – version révisée 1996. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.html>
- Izaurrealde R.C., R.L. Lemke, T.W. Goddard, B. McConkey et Z. Zhang. 2004. Nitrous oxide emissions from agricultural toposequences in Alberta and Saskatchewan. *Soil Science Society of America Journal*. 68: 1285–1294.
- Jambert C., R. Delmas, D. Serça, L. Thouron, L. Labroue et L. Delprat. 1997. N₂O and CH₄ emissions from fertilized agricultural soils in southwest France. *Nutrient Cycling in Agroecosystems*. 48: 105–114.

REFERENCES

- Janzen H.H., K.A. Beauchemin, Y. Bruinsma, C.A. Campbell, R.L. Desjardins, B.H. Ellert et E.G. Smith. 2003. The fate of nitrogen in agroecosystems: an illustration using Canadian estimates. *Nutrient Cycling in Agroecosystems*. 67: 85–102.
- Kononoff P.J., A.F. Mustafa, D.A. Christensen et J.J. McKinnon. 2000. Effects of barley silage particle length and effective fiber on yield and composition of milk from dairy cows. *Canadian Journal of Animal Science*. 80: 749–752.
- Kopp J.C., K.M. Wittenberg et W.P. McCaughey. 2004. Management strategies to improve cow-calf productivity on meadow brome-grass pastures. *Canadian Journal of Animal Science*. 84(3) 529–535.
- Korol, M. 2003. Consommation, livraison et commerce des engrais au Canada, 2002-2003, Unité des intrants agricoles commerciaux, Direction de la politique et des programmes de protection du revenu agricole, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- Lemke R.L., R.C. Izaurralde, M. Nyborg et E.D. Solberg. 1999. Tillage and N-source influence soil-emitted nitrous oxide in the Alberta Parkland Region. *Canadian Journal of Soil Science*. 79: 15–24.
- Liebig M.A., J.A. Morgan, J.D. Reeder, B.H. Ellert, H.T. Gollany et G.E. Schuman. 2005. Greenhouse gas contributions and mitigation potential of agricultural practices in northwestern USA and western Canada. *Soil & Tillage Research*. 83: 25–52.
- MacMillan R.A. et W.W. Pettapiece. 2000. Alberta Landforms: Quantitative Morphometric Descriptions and Classification of Typical Alberta Landforms, Semiarid Prairie Agricultural Research Centre, Research Branch, Agriculture and Agri-Food Canada, Swift Current, Saskatchewan, Canada, Technical Bulletin No. 2000-2E, 118 pp.
- Marinier M., K. Clark et C. Wagner-Riddle. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Animal Waste Management Systems in Canada by Adopting an IPCC Tier-2 Methodology, rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le Département des ressources terrestres de l'Université de Guelph, Guelph (Ontario), Canada.
- Minasny B., A.B. McBratney et K.L. Bristow. 1999. Comparison of different approaches to the development of pedotransfer functions for water-retention curves. *Geoderma*. 93: 225–253.
- NRC. United States National Research Council. 1981. Nutrient Requirements of Goats. National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis.
- NRC. United States National Research Council. 1985. Nutrient Requirements of Sheep, 6th Revised Edition. National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis.
- NRC. United States National Research Council. 1989. Nutrient Requirements of Horses, 5th Revised Edition. National Research Council, National Academy Press, Washington, D.C., États-Unis.

- NRC. United States National Research Council. 1998. Nutrient Requirements of Swine, 10th Revised Edition. National Research Council, National Academy Press. Washington, D.C., États-Unis.
- NRC. United States National Research Council. 2001. Nutrient Requirements of Dairy Cattle, 7th Revised Edition. National Research Council. National Academy Press. Washington, D.C., États-Unis.
- Nyborg M., E.D. Solberg, R.C. Izaurralde, S.S. Malhi et M. Molina-Ayala. 1995. Influence of long-term tillage, straw and N fertilizer on barley yield, plant-N uptake and soil-N balance. *Soil & Tillage Research*. 36: 165–174.
- Okine E.K. et G.W. Mathison. 1991. Effects of feed intake on particle distribution, passage of digesta, and extent of digestion in the gastrointestinal tract of cattle. *Journal of Animal Science*. 69: 3435–3445.
- Paul J.W. et B.J. Zebarth. 1997. Denitrification and nitrate leaching during the fall and winter following dairy cattle slurry application. *Canadian Journal of Soil Science*. 77: 231–240.
- Pennock D.J. et M.D. Corre. 2001. Development and application of landform segmentation procedures. *Soil & Tillage Research*. 58: 151–162.
- Petit H.V., R.J. Dewhurst, J.G. Proulx, M. Khalid, W. Haresign et H. Twagiramungu. 2001. Milk production, milk composition, and reproductive function of dairy cows fed different fats. *Canadian Journal of Animal Science*. 81: 263–271.
- Rochette P. et H.H. Janzen. 2005. Towards a revised coefficient for estimating N₂O from legumes. *Nutrient Cycling in Agroecosystems*. 73: 171–179.
- Rochette P., D.E. Worth, R.L. Lemke, B.G. McConkey, D.J. Pennock, C. Wagner-Riddle et R.L. Desjardins. 2008. Estimation of N₂O emissions from agricultural soils in Canada. I. Development of a country-specific methodology. *Canadian Journal of Soil Science*. 88: 641–654.
- Rotz, C.A. 2004. Management to reduce nitrogen losses in animal production. *Journal of Animal Science*. 82(Suppl.): E119–E137.
- Safely L.M. Jr, M.F. Casada, J.W. Woodbury et K.F. Roos. 1992. Global Methane Emissions from Livestock and Poultry Manure. Research Report. U.S. Environmental Protection Agency, Washington, D.C., États-Unis.
- Small J.A. et W.P. McCaughey. 1999. Beef cattle management in Manitoba. *Canadian Journal of Animal Science*. 79: 539–544.
- Statistique Canada. 1987. Recensement 1986, agriculture Canada, n° 96-102 au catalogue.
- Statistique Canada. 1992. Profil agricole du Canada, Recensement de l'agriculture de 1991, n° 93-350 au catalogue.
- Statistique Canada. 1997. Profil agricole du Canada, Recensement de l'agriculture de 1996, n° 93-356 au catalogue.

REFERENCES

- Statistique Canada. 2002. Profil agricole du Canada, Recensement de l'agriculture de 2001, n° 95F0301XIF au catalogue.
- Statistique Canada. 2007a. Certaines données chronologiques du Recensement de l'agriculture, n° 95-632 au catalogue.
- Statistique Canada. 2007b. Série de rapports sur les grandes cultures, 1990-2007 (annuel), n° 22-002 au catalogue.
- Statistique Canada. 2008. Espèces alternatives de bétail sur les fermes au Canada, années de recensement 1981, 1986, 1991, 1996, 2001 et 2006, n° 23-502-X au catalogue.
- Wagner-Riddle C., A. Furon, N.L. McLaughlin, I. Lee, J. Barbeau, S. Jayasundara, G. Parkin, P. von Bertoldi et J. Warland. 2007. Intensive measurement of nitrous oxide emissions from a corn soybean wheat rotation under two contrasting management systems over 5 years. *Global Change. Biol.* 13: 1722-1736.
- Wagner-Riddle C. et G.W. Thurtel. 1998. Nitrous oxide emissions from agricultural fields during winter and spring thaw as affected by management practices. *Nutrient Cycling in Agroecosystems.* 52: 151–163.
- Western Canadian Dairy Herd Improvement Services. 2002. 2002 Herd Improvement Report. Edmonton, Alberta, Canada. 16 pp.
- Weston R.H. 2002. Constraints on feed intake by grazing sheep. Dans : M. Freer et H. Dove (éd.) *Sheep Nutrition.* CSIRO Publishing. Collingwood, Australia.
- Yang J.Y., R. De Jong, C.F. Drury, E. Huffman, V. Kirkwood et X.M. Yang. 2007. Development of a Canadian agricultural nitrogen model (CANB v2.0): simulation of the nitrogen indicators and integrated modeling for policy scenarios. *Canadian Journal of Soil Science.* 87: 153–165.
- Zebarth B.J., B. Hii, H. Liebscher, K. Chipperfield, J.W. Paul, G. Grove et S.Y. Szeto. 1998. Agricultural land use practices and nitrate contamination in the Abbotsford aquifer, British Columbia, Canada. *Agriculture, Ecosystems & Environment.* 69: 99–112.

A3.4, Méthodologie relative à l'affectation des terres, au changement d'affectation des terres et à la foresterie

- Administration du rétablissement agricole. 2000. Paysages agricoles des prairies, Administration du rétablissement agricole, Agriculture et Agroalimentaire Canada, Régina (Saskatchewan), Canada.
- Anderson, H.G., et A.W. Bailey. 1980. Effects of annual burning on grassland in the aspen parkland of east-central Alberta, *Canadian Journal of Botany,* 58(8): 985–996.
- Bai, Y., Z. Abouguendia et R.E. Redmann. 2001. Relationship between plant species diversity and grassland condition, *Journal of Range Management,* 54: 177–183.
- Baron, V.S., E. Mapfumo, A.C. Dick, M.A. Naeth, E.K. Okine et D.S. Chanasyk. 2002. Grazing intensity impacts on pasture carbon and nitrogen flow, *Journal of Range Management,* 55(6): 535–541.

- Bartelink, H.H. 1998. A model of dry matter partitioning in trees, *Tree Physiology*, 18(2): 91–101.
- Biederbeck, V.O., C.A. Campbell et R.P. Zentner. 1984. Effect of crop rotation and fertilization on some biological properties of a loam in southwestern Saskatchewan, *Canadian Journal of Soil Science*, 64: 355–367.
- Biondini, M.E., et L. Manske. 1996. Grazing frequency and ecosystem processes in a northern mixed prairie, USA, *Ecological Applications*, 6(1): 239–256.
- Blain, D., E. Seed et M. Lindsay. 2007. Forest Land and Other Land Conversion to Wetlands (Reservoirs) Estimation and Reporting of CO₂ Emissions, rapport provisoire, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- Bolinder, M.A. 2004. Contribution aux connaissances de la dynamique du C dans les systèmes sol-plante de l'est du Canada, Ph.D. Thèse, Université Laval, Ste-Foy (Québec), Canada.
- Boudewyn, P., M.D. Gillis et A. Song (en cours d'examen). Methods to Produce Biomass Estimates for Canada's National Forest Inventory, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada.
- Bremer, E., H.H. Janzen et A.M. Johnston. 1994. Sensitivity of total, light fraction and mineralizable organic matter to management practices in a Lethbridge soil, *Canadian Journal of Soil Science*, 74: 131–138.
- Bruce, J.P., M. Frome, E. Haites, H. Janzen, R. Lal et K. Paustian. 1999. Carbon sequestration in soils, *Journal of Soil Water Conservation*, 54: 382–389.
- Butson, C., et R. Fraser. 2005. Mapping land cover change and terrestrial dynamics over northern Canada using multi-temporal Landsat imagery, dans : *Proceedings of MultiTemp 2005, The Third International Workshop on the Analysis of Multi-temporal Remote Sensing Images*, May 16–18, 2005, Biloxi, Mississippi, États-Unis, Institute of Electrical and Electronics Engineers.
- Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, R.P. Dyck, F. Selles et D. Curtin. 1995. Carbon sequestration in a Brown Chernozem as affected by tillage and rotation, *Canadian Journal of Soil Science*, 75: 449–458.
- Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, F. Selles et D. Curtin. 1996a. Long-term effects of tillage and crop rotations on soil organic C and total N in a clay soil in southwestern Saskatchewan, *Canadian Journal of Soil Science*, 76: 395–401.
- Campbell, C.A., B.G. McConkey, R.P. Zentner, F. Selles et D. Curtin. 1996b. Tillage and crop rotation effects on soil organic matter in a coarse-textured Typic Haploboroll in southwestern Saskatchewan, *Soil & Tillage Research*, 37: 3–14.
- Campbell, C.A., F. Selles, G.P. LaFond, B.G. McConkey et D. Hahn. 1998. Effect of crop management on C and N in long-term crop rotations after adopting no-tillage management: Comparison of soil sampling strategies, *Canadian Journal of Soil Science*, 78: 155–162.

REFERENCES

- Campbell, C.A., H.H. Janzen, K. Paustian, E.G. Gregorich, L. Sherrod, B.C. Liang et R.P. Zentner. 2005. Carbon storage in soils of the North American Great Plains: Effect of cropping frequency, *Agronomy Journal*, 97: 349–363.
- Campbell, C.A., R.P. Zentner, B.C. Liang, G. Roloff, E.G. Gregorich et B. Blomert. 2000. Organic C accumulation in soil over 30 years in semiarid southwestern Saskatchewan—Effect of crop rotations and fertilizers, *Canadian Journal of Soil Science*, 80: 179–192.
- CanFI. 1991. Inventaire forestier national du Canada, version 1994. Voir Low *et al.* (1994).
- CanFI. 2001. Inventaire forestier national du Canada. Disponible en ligne : <http://scf.rncan.gc.ca/soussite/canfi/home>. Voir aussi Power *et al.* (2006).
- Carter, M.R., H.T. Kunelius, J.B. Sanderson, J. Kimpinski, H.W. Platt et M.A. Bolinder. 2003. Trends in productivity parameters and soil health under long-term two-year potato rotations, *Soil & Tillage Research (Special Issue)*, 72: 153–168.
- Chen, W., D. Blain, J. Li, R. Fraser, Y. Zhang, S. Leblanc, K. Keohler, Y. Zhang, C. Butson, I. Olthof, J. Oraziotti, G. Girouard, J. Wang, G. Pavlic, M. McGovern et E.D. Seed. 2005. Estimation of Greenhouse Gas Removals/Emissions due to Land Use Changes over Canada's North during 1985–1990 and 1990–2000, Summary Report, présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- Cleary, J. 2003. Greenhouse Gas Emissions from Peat Extraction in Canada: A Life Cycle Perspective, mémoire de maîtrise, Université McGill, Montréal (Québec), Canada, rapport C2GCR n° 2003-1.
- Cofer, W.R., E.L. Winstead, B.J. Stocks, J.G. Goldammer et D.R. Cahoon, 1998. Crown fire emissions of CO₂, CO, H₂, CO₄, and TNMHC from a dense jack pine boreal forest fire. *Geophys. Res. Lett.* 25, 3919–3922.
- Coleman, H.W., et J.W.G. Steele. 1999. *Experimentation and Uncertainty Analysis for Engineers*, John Wiley and Sons, New York, N.Y., États-Unis
- Conant, R.T., K. Paustian et E.T. Elliott. 2001. Grassland management and conversion into grassland: Effects on soil carbon, *Ecological Applications*, 11(2): 343–355.
- Dormaar, J.F., A.M. Johnston et S. Smoliak. 1997. Seasonal variation in chemical characteristics of soil organic matter of grazed and ungrazed mixed prairie and fescue grassland, *Journal of Range Management*, 30(3): 195–198.
- Duchemin, É. 2002. Canadian Reservoir Database / Répertoire des réservoirs canadiens (fichier informatique), Environnement Canada et DREXenvironment (distributeur).
- Duchemin, É. 2006. Émissions de gaz provoquant l'effet de serre à partir des terres inondées au Canada, rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- Frank, A.B. 2002. Carbon dioxide fluxes over a grazed prairie and seeded pasture in the Northern Great Plains, *Environmental Pollution*, 116: 397–403.

- Fraser, R., I. Olthof, G. Girouard, G. Pavlic, A. Clouston, D. Pouliot et W. Chen. 2005. Remote Sensing Based Estimate of Land Use Change Area in Canada's Arctic/Sub-Arctic, ébauche du rapport final présentée à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf_languages.htm
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Volume 4 - Agriculture, foresterie et autres affectations des terres, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipccnggip.iges.or.jp/public/2006gl/vol4.htm>
- Gonzalez-Perez, J.A., F.J. Gonzalez-Vila, G. Almendros et H. Knicker. 2004. The effect of fire on soil organic matter—a review, *Environment International*, 30(6): 855–870.
- Hutchinson, J.J., P. Rochette, X. Vergé, D. Worth et R. Desjardins. 2007. Uncertainties in Methane and Nitrous Oxide Emissions Estimates from Canadian Agroecosystems Using Crystal Ball. Rapport préliminaire soumis à la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture and Agri-Food Canada.
- Janzen, H.H., C.A. Campbell, E.G. Gregorich et B.H. Ellert. 1997. Soil carbon dynamics in Canadian agroecosystems, dans : R. Lal, J.M. Kimble, R.F. Follett et B.A. Stewart (dir.) *Soil Processes and Carbon Cycles*, CRC Press, Boca Raton, Florida, États-Unis, p. 57–80.
- Janzen, H.H., C.A. Campbell, R.C. Izaurre, B.H. Ellert, N. Juma, W.B. McGill et R.P. Zentner. 1998. Management effects on soil C storage in the Canadian prairies, *Soil & Tillage Research*, 47: 181–195.
- Johnson, R.D., et E.S. Kasischke. 1998. Change vector analysis: a technique for the multispectral monitoring of land cover and condition, *International Journal of Remote Sensing*, 19: 411–426.
- Kasischke, E.S., et L.P. Bruhwiler. 2003. Emissions of carbon dioxide, carbon monoxide, and methane from boreal forest fires in 1998. *J. Geophys. Res. Atmos.* 108 (D1), 8146.
- Kurz, W.A., M.J. Apps, T.M. Webb et P.J. McNamee. 1992. The Carbon Budget of the Canadian Forest Sector: Phase 1, Centre de foresterie du Nord, Forêts Canada, Edmonton (Alberta), Canada, rapport d'information NOR-X-326.
- Kurz W.A., C.C. Dymond, T.M. White, G. Stinson, C.H. Shaw, G.J. Rampley, C. Smyth, B.N. Simpson, E.T. Neilson, J.A. Trofymow, J. Metsaranta et M.J. Apps. 2009 CBM-CFS3: A model of carbon-dynamics in forestry and land-use change implementing IPCC standards. *Ecol. Model.* 220:480–504
- Kurz WA, C.C. Dymond, G. Stinson, G.J. Rampley, E.T. Neilson, A.L. Carroll, T. Ebata et L. Safranyik. 2008 Mountain pine beetle and forest carbon feedback to climate change *Nature* Vol. 452|24 avril 2008| doi:10.1038
- Leckie, D.G., M.D. Gillis et M.A. Wulder. 2002. Deforestation estimation for Canada under the Kyoto Protocol: A design study, *Canadian Journal of Remote Sensing*, 28(5): 672–678.

REFERENCES

- Leckie, D., D. Paradine, D. Hartman et S. Tinis. 2006. NIR 2006 Deforestation Area Estimation: Methods Summary. Rapport interne, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada. 13 p.
- Li, Z., W.A. Kurz, M.J. Apps et S.J. Beukema. 2003. Belowground biomass dynamics in the Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector: recent improvements and implications for the estimation of NPP and NEP, *Canadian Journal of Forest Research*, 33: 126–136.
- Liang, B.C., E.G. Gregorich et A.F. MacKenzie. 1996. Modelling the effects of inorganic and organic amendments on organic matter in a Quebec soil, *Soil Science*, 161: 109–114.
- Liebig, M.A., J.A. Morgan, J.D. Reeder, B.H. Ellert, H.T. Gollany et G.E. Schuman. 2005. Greenhouse gas contributions and mitigation potential of agricultural practices in northwestern USA and western Canada, *Soil & Tillage Research*, 83(1): 25–52.
- Litton, C.M., M.G. Ryan, D.B. Tinker et D.H. Knight. 2003. Belowground and aboveground biomass in young postfire lodgepole pine forests of contrasting tree density, *Canadian Journal of Forest Research*, 33(2): 351–363.
- Lowe JJ, Power K, Gray SL 1994. *Canada's forest inventory 1991*. Rapport d'information n° PI-X-115. Institut forestier national de Petawawa, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada.
- Lynch, D.H., R.D.H. Cohen, A. Fredeen, G. Patterson et R.C. Martin. 2005. Management of Canadian prairie region grazed grasslands: Soil C sequestration, livestock productivity and profitability, *Canadian Journal of Soil Science*, 85(2): 183–192.
- Magnuson, J.L., D.M. Robertson, B.J. Benson, R.H. Wynne, D.M. Livingstone, T. Arai, T.A. Assel, R.G. Barry, V. Card, E. Kuusisto, N.G. Granin, T.D. Prowse, K.M. Stewart et V.S. Vuglinski. 2000. Historical trends in lake and river ice cover in the northern hemisphere, *Science*, 289: 1743–1746.
- Mailvaganam, S. 2002. 2001 Ontario Grape Vine Survey, ministère de l'Agriculture et de l'Alimentation de l'Ontario. Disponible en ligne : <http://www.omafra.gov.on.ca/english/stats/hort/grapevine01/ogvs01.html>
- Marshall, I.B., et P. Shut. 1999. Cadre écologique national pour le Canada - Aperçu, préparé par Environnement Canada et Agriculture et Agroalimentaire Canada. Disponible en ligne : <http://sis.agr.gc.ca/siscan/nsdb/ecostrat/intro.html>
- McConkey, B., D. Angers, M. Bentham, M. Boehm, T. Brierley, D. Cerkowniak, B.C. Liang, P. Collas, H. de Gooijer, R. Desjardins, S. Gameda, B. Grant, T. Huffman, J. Hutchinson, L. Hill, P. Krug, T. Martin, G. Patterson, P. Rochette, W. Smith, B. VandenBygaart, X. Vergé et D. Worth. 2007a. CanAG-MARS Methodology and Greenhouse Gas Estimates for Agricultural Land in the LULUCF Sector for NIR 2006. Rapport présenté à la Division des gaz à effet de serre d'Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada, avril.
- McConkey, B.G., B.C. Liang, C.A. Campbell, D. Curtin, A. Moulin, S.A. Brandt et G.P. Lafond. 2003. Crop rotation and tillage impact on carbon sequestration in Canadian prairie soils, *Soil & Tillage Research*, 74: 81–90.

- McConkey, B.G., B. VandenByGaart, J. Hutchinson, T. Huffman et T. Martin. 2007b. Martin 2007b. Uncertainty Analysis for Carbon Change—Cropland Remaining Cropland. Rapport présenté à Environnement Canada par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada
- McCrae, T., C.A.S. Smith et L.J. Gregorich. 2000. L’agriculture écologiquement durable au Canada : rapport sur le Projet des indicateurs agroenvironnementaux. Agriculture et Agroalimentaire Canada, Ottawa (Ontario), Canada, Publication 2022/F.
- McGovern, M. 2008. Reporting Zones – GHG Spatial Reporting Structure for Canada, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.
- McKenney, D. 2005. Modélisation du climat à l’échelle régionale, nationale et internationale, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Ottawa (Ontario), Canada. Disponible en ligne : <http://scf.rncan.gc.ca/soussite/cfagl-climat>
- Monreal, C.M., R.P. Zentner et J.A. Robertson. 1997. An analysis of soil organic matter dynamics in relation to management, erosion and yield of wheat in long-term crop rotation plots, *Canadian Journal of Soil Science*, 77: 553–563.
- Nendel, C., et K.C. Kersebaum. 2004. A simple model approach to simulate nitrogen dynamics in vineyard soils, *Ecological Modelling*, 177: 1–5.
- Olthof, I., C. Butson et R. Fraser. 2005. Signature extension through space for northern landcover classification: a comparison of radiometric correction methods, *Remote Sensing of Environment*, 95: 290–302.
- Paradine, D., D. Leckie et S. Tinis. 2004. Deforestation Interpretation Guide KP 3.7 V1.0, document interne, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada.
- Parton, W.J., D.S. Schimel, C.V. Cole et D.S. Ojima. 1987. Analysis of factors controlling soil organic matter levels in Great Plains grasslands, *Soil Science Society of America Journal*, 51: 1173–1179.
- Parton, W.J., J.W.B. Stewart et C.V. Cole. 1988. Dynamics of C, N, P and S in grassland soils: a model, *Biogeochemistry*, 5: 109–131.
- Paul, K.I., P.J. Polglase, J.G. Nyakuengama et P.K. Khanna. 2002. Change in soil carbon following afforestation, *Forest Ecology and Management*, 168(1–3): 241–257.
- Pennock, D.J., et A.H. Frick. 2001. The role of field studies in landscape-scale applications of process models: an example of soil redistribution and soil organic carbon modeling using CENTURY, *Soil & Tillage Research*, 58(3/4): 183–191.
- Power K, Gillis MD. 2006. Inventaire des forêts du Canada 2001. Centre de foresterie du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Rapport d’information BC-X-408E.
- Ressources naturelles Canada. 1974. Lacs-Glace de mer [carte], 1:35,000,000, dans : Atlas national du Canada, 4e édition. Disponible en ligne :

REFERENCES

http://atlas.nrcan.gc.ca/site/francais/maps/archives/4thedition/environment/water/013_14/archive_map_view?w=2&h=2&l=2&r=0&c=0

SCF. Service canadien des forêts. 2006a. Deforestation Monitoring Pilot Project Reports, rapport interne, Centre de foresterie du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada.

SCF. Service canadien des forêts. 2006b. NIR 2006 Deforestation Area Estimation: Records of Decision, rapport interne, Centre de foresterie du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada.

Schuman, G.E., H.H. Janzen et J.E. Herrick. 2002. Soil carbon dynamics and potential carbon sequestration by rangelands, *Environmental Pollution*, 116: 391–396.

Smith, W.N., R.L. Desjardins et B. Grant. 2001. Estimated changes in soil carbon associated with agricultural practices in Canada, *Canadian Journal of Soil Science*, 81: 221–227.

Smith, W.N., R.L. Desjardins et E. Pattey. 2000. The net flux of carbon from agricultural soils in Canada 1970–2010, *Global Change Biology*, 6(5): 558–568.

Smith, W.N., P. Rochette, C. Monreal, R.L. Desjardins, E. Pattey et A. Jaques. 1997. The rate of carbon change in agricultural soils in Canada at the landscape level, *Canadian Journal of Soil Science*, 77: 219–229.

Smoliak, S. 1965. Effects of manure, straw and inorganic fertilizers on Northern Great Plains ranges, *Journal of Range Management*, 18: 11–14.

Smyth, C., J.A. Trofymow, W.A. Kurz et le Groupe de travail de la CIDET. Decreasing uncertainty in CBM-CFS3 estimates of forest soil C sources and sinks through use of long-term data from the Canadian Intersite Decomposition Experiment. Ressources naturelles Canada, Centre de foresterie du Pacifique, Victoria (Colombie-Britannique) (rapport d'information), en cours d'examen.

Statistique Canada. 1997. Éconnexions : pour lier l'environnement et l'économie : indicateurs et statistiques détaillées 1997, Division des comptes nationaux et de l'environnement, Statistique Canada, Ottawa (Ontario), Canada, n° 16-200-XKF.

Stinson, G., T. White, W.A. Kurz et C. Dymond. 2006b. Delineating Canada's Managed Forest for NIR 2007, rapport interne, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, Ottawa (Ontario), Canada.

Stinson, G., G. Zhang, G. Rampley, C. Dymond, T. White et W.A. Kurz. 2006a. Forest Inventory Rollback Tool for CBM-CFS3, rapport interne, Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, Ottawa (Ontario), Canada.

Tarnocai, C. 1997. The amount of organic carbon in various soil orders and ecological provinces in Canada, dans : R. Lal, J.M. Kimble, R.F. Follett et B.A. Stewart (dir.) *Soil Processes and the Carbon Cycle*, CRC Press, Boca Raton, Floride, États-Unis, p. 81–92.

- VandenBygaart, A.J., E.G. Gregorich et D.A. Angers. 2003. Influence of agricultural management on soil organic carbon: A compendium and assessment of Canadian studies, *Canadian Journal of Soil Science*, 83: 363–380.
- VandenBygaart, B.G. McConkey, D.A. Angers, W. Smith, H. De Gooijer, M. Bentham et T. Martin. 2008. Soil carbon change factors for the Canadian agriculture national greenhouse gas inventory, *Canadian Journal of Soil Science*, 88: 671-680.
- Voroney, R.P. et D.A. Angers. 1995. Analysis of the short-term effects of management on soil organic matter using the CENTURY model, dans : R. Lal, J. Kimble, E. Levine et B.A. Stewart (dir.) *Soil Management and the Greenhouse Effect*, Springer-Verlag, New York, N.Y., États-Unis, p. 113–120.
- Waddington, J.M. et P. McNeil. 2002. Peat oxidation in an abandoned cutover peatland, *Canadian Journal of Soil Science*, 82: 279–286.
- White, T. et W.A. Kurz. 2005. Afforestation on private land in Canada from 1990 to 2002 estimated from historical records, *The Forestry Chronicle*, 81(4): 491–497.
- White, T., N. Luckai, G.R. Larocque, W.A. Kurz et C. Smyth. 2008. A practical Approach for Assessing the Sensitivity of the Carbon Budget Model of the Canadian Forest Sector (CBM-CFS3). *Ecological Modelling* (sous presse).
- Wulder, M., M. Cranny, J. Dechka et J. White. 2004. An Illustrated Methodology for Land Cover Mapping of Forests with Landsat-7 ETM+ Data: Methods in Support of EOSD Land Cover, Version 3, Centre de foresterie du Pacifique, Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada, Victoria (Colombie-Britannique), Canada. Mars. 35 p.
- Xiao, C.W. et R. Ceulemans. 2004. Allometric relationships for below- and aboveground biomass of young Scots pines, *Forest Ecology and Management*, 203(1–3): 177–186.

A3.5, Déchets

- American Public Works Association. 1964. Characteristics of municipal reference. Dans : *Proceedings of the National Conference on Solid Waste Research*. Février 1964.
- Anon. 1967a. World survey finds less organic matter. *Refuse Removal Journal* 10: 26. Septembre.
- Anon. 1967b. Can garbage become a national asset? *Compost Science*. 8(1): 3.
- CRC Press. 1973. National Waste Composition (1967), Table 1.1-9: Summary of International Refuse Composition of the Handbook of Environmental Control, Volume II : Solid Waste; Table 1.1-10: Composition of Household Garbage and Table 1.1-28: Composition and Analysis of Average Municipal Refuse.
- Environnement Canada. 1983–1999. Base de données sur l'utilisation de l'eau par les municipalités. Disponible en ligne : http://www.ec.gc.ca/water/fr/manage/use/f_data.htm.
- Environnement Canada. 1986, 1991, 1996a. L'utilisation de l'eau dans l'industrie canadienne, préparé par D. Scharf *et al.*, Direction de l'économie environnementale, Environnement Canada.

REFERENCES

- Environnement Canada. 1994. Options for Managing Emissions from Solid Waste Landfills, préparé par Hickling pour Environnement Canada en collaboration avec Emcon Associates.
- Environnement Canada. 1995a. Estimation des effets de diverses stratégies de gestion des déchets urbains sur les émissions de gaz à effet de serre : rapport sommaire, rapport SPE 2/AP/1.
- Environnement Canada. 1995b. Le Programme d'analyse, d'échantillonnage, d'essais et d'évaluation des déchets (programme WASTE) : effet des caractéristiques du flux de déchets sur l'incinération des déchets solides urbains : devenir et comportement des métaux traces, vol. I, rapport SPE 3/HA/10.
- Environnement Canada. 1996b. Perspectives sur la gestion des déchets solides au Canada, vol. 1. Évaluation des aspects physiques, économiques et énergétiques de la gestion des déchets solides au Canada. Vol. I. Préparé par Resource Integration Systems Ltd. Mars.
- Environnement Canada. 1997. Sondage téléphonique mené par Environnement Canada.
- Environnement Canada. 1999. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1997–1998. Préparé pour Environnement Canada et le Groupe interministériel de recherche et d'exploitation énergétique par Compass Environmental Inc.
- Environnement Canada. 2003a. Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada, Bureau national de la prévention de la pollution, Environnement Canada.
- Environnement Canada. 2003b. Municipal Solid Waste Incineration in Canada: An Update on Operations 1999–2001, préparé pour Environnement Canada par A.J. Chandler & Associates Ltd. en collaboration avec Compass Environmental Inc.
- Environnement Canada. 2007. An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2005, rapport non publié préparé par la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada avec le soutien de l'Université du Manitoba.
- Environnement Canada. 2009. An Inventory of Landfill Gas Recovery and Utilization in Canada 2006 et 2007, rapport non publié préparé par la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada
- Environment Canada, 1941-2007, Données historiques sur les précipitations : http://www.climate.weatheroffice.ec.gc.ca/climateData/canada_f.html?&
- EPA. United States Environmental Protection Agency. 1995. Compilation of Air Pollutant Emission Factors. Vol. I—Stationary Point and Area Sources. AP 42, 5^e Edition. Chapitre 2, Solid Waste Disposal. U.S Environmental Protection Agency. Disponible en ligne : <http://www.epa.gov/ttn/chief/ap42/ch02>
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux. Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html.
- GIEC/OCDE/AIE. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. Disponible en ligne: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

- Jensen, E.F., et R. Pipatti. 2003. Émissions de CH₄ provenant des sites de décharge de déchets solides, février. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/5_Waste_FR.pdf
- Levelton, B.H. 1991. Inventory of Methane Emissions from Landfills in Canada, rapport non publié préparé pour Environnement Canada par Levelton & Associates.
- Maurice, C., et A. Lagerkvist. 2003. LFG emission measurements in cold climatic conditions: seasonal variations and methane emissions mitigation. *Cold Regions Science and Technology*, 36: 37–46.
- Ministère de l'Environnement de l'Ontario. 1991. Residential waste composition study : Volume 1 of the Ontario Waste Composition Study, prepare par Gore and Storrie Limited., Decima Research Limited pour le ministère de l'Environnement de l'Ontario, Toronto. Janvier 1991.
- MWA Consultants Paprican. 1998. Increased Use of Wood Residue for Energy: Potential Barriers to Implementation, ébauche finale, préparée pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers (document interne confidentiel).
- NCASI. National Council for Air and Stream Improvement. 2003. Calculation Tools for Estimating Greenhouse Gas Emissions from Wood Products Manufacturing Facilities, National Council for Air and Stream Improvement, Inc.
- ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases, rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport no 93-T61-P7013-FG.
- Peavy, H.S., D.R. Rowe et G. Tchobanoglous. 1985. *Environmental Engineering*, McGraw Hill Book Company, New York, N.Y., États-Unis.
- Rich, L.G. 2005. Technical Note Number 8, Facultative Lagoons: A Different Technology, Clemson University, Clemson, South Carolina, États-Unis Disponible en ligne: <http://www.ces.clemson.edu/ees/rich/technotes/technote8.htm>
- RNCan. Ressources naturelles Canada. 1997. National Wood Residue Data Base, Ressources naturelles Canada (imprimé de J. Roberts).
- RNCan. Ressources naturelles Canada. 1999. Canada's Wood Residues: A Profile of Current Surplus and Regional Concentrations, préparé pour la Table du secteur forestier du Processus national sur les changements climatiques du Canada par la Direction de l'industrie, de l'économie et des programmes, Service canadien des forêts, Ressources naturelles du Canada. Mars.
- RNCan. Ressources naturelles Canada. 2005. Estimation de la production, de la consommation et des surplus de résidus de bois d'usines au Canada en 2004, rapport national préparé pour Ressources naturelles Canada par l'Association des produits forestiers du Canada.
- RNCan. Ressources naturelles Canada. 2006. Analyse des possibilités de récupération des ressources au Canada et prévision des retombées sur les émissions de gaz à effet de serre, Ressources naturelles Canada. Mars 2006.

REFERENCES

- RTI (2004) Documentation for Changes to the Methodology for the Inventory of Methane Emissions from Landfills. Septembre 2004.
- Statistique Canada. 2000, 2003, 2004, 2007, 2008a. Enquête de l'industrie de la gestion des déchets : secteur des entreprises et des administrations publiques, Système de la comptabilité nationale, Statistique Canada. #16F0023XIF au catalogue.
- Statistique Canada. 2006. Statistiques démographiques annuelles. N° 91-213-XIB au catalogue.
- Statistique Canada. 2008b. Estimations démographiques annuelles : Canada, provinces et territoires. 29 septembre 2008. N° 91-215-X au catalogue.
- Statistique Canada. 2008c. Statistiques sur les aliments. N° 21-020-X au catalogue.
- Tchobanoglous G, Theisen H, Vigil S. 1993. Integrated Solid Waste Management, Engineering Principles and Management Issues. New York (NY): McGraw Hill.
- Thompson, S., et S. Tanapat. 2005. Waste management options for greenhouse gas reduction, *Journal of Environmental Informatics*, 6(1): 16–24.
- Thompson, S., J. Sawyer, R.K. Bonam et S. Smith. 2006. Recommendations for Improving the Canadian Methane Generation Model for Landfills, Natural Resources Institute. Université du Manitoba, Winnipeg (Manitoba). Canada.
- Thorneloe SA. 1993. Methane emissions originating from the anaerobic waste stabilization ponds case study: Izmir Wastewater Treatment System. *Chemosphere*. 26(1–4): 633–639.

A4, Comparaison entre la méthode sectorielle et la méthode de référence

- [CIEEDAC] Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre. 2003. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Sands Operations, Heavy Oil Upgrading, 1990, 1994 to 2001. Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre, Simon Fraser University, Burnaby, Colombie-Britannique, Canada.
- [CIEEDAC] Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre. 2006. A Review of Energy consumption in Canadian Oil Refineries, 1990, 1994 to 2004. Canadian Industrial Energy End-Use Data and Analysis Centre. Simon Fraser University, Burnaby, Colombie-Britannique, Canada.
- [EPA] United States Environmental Protection Agency 1996. Compilation of Air Pollutant Emission Factors - Vol.I: Stationary Point and Area Sources, AP 42, 5th Edition, Supplement B, U.S. Environmental protection Agency. Washington DC, États-Unis.
- GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996, Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

Jaques, A.P. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport SPE 5/AP/4.

McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors, rapport préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates Ltd.

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (rapport annuel), #57-003-XIB.

A5, Évaluation de l'exhaustivité de l'inventaire

GIEC. 2006. *Lignes directrices 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*, Programme du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/french/index.html>.

GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. 1997. *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996*. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.

Matériel supplémentaire

GIEC. 2003. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie*, Programme du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/>.

A6, Assurance et contrôle de la qualité

GIEC. 2000. *Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux*, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. *Lignes directrices de 2006 du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre*. Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl>.

A7, Degré d'incertitude

AMEC. AMEC Earth & Environmental. 2006. Identifying and Updating Industrial Process Activity Data in the Minerals Sector for the Canadian Greenhouse Gas Inventory. AMEC Earth & Environmental, une division d'AMEC Americas Ltd.

Boadi, D.A., K.H. Ominski, D.L. Fulawka et K.M. Wittenberg. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Enteric Fermentation of Cattle in Canada by Adopting an IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) Tier-2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, Winnipeg (Manitoba) : Département de zootechnie, Université du Manitoba.

REFERENCES

- CAPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. 2005. A National Inventory of Greenhouse Gas (GHG). Criteria Air Contaminant (CAC) and Hydrogen Sulphide (H₂S) Emissions by the Upstream Oil and Gas Industry, Vol. 1–5. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.
- CAPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. 2006. An Inventory of GHGs, CACs, and H₂S Emissions by the Canadian Bitumen Industry: 1990 to 2003. Préparé pour la Canadian Association of Petroleum Producers. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.
- Cheminfo Services. 2005. Improving and Updating Industrial Process-Related Activity Data and Methodologies Used in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Markham (Ontario) : préparé par Cheminfo Services pour Environnement Canada.
- CPPI. Canadian Petroleum Products Institute. 2004. Economic and Environmental Impacts of Removing Sulphur from Canadian Gasoline and Distillate Production. Markham (Ontario) : Levelton Consultants Ltd. en association avec Purvin & Gertz Inc.
- Environnement Canada. 2003. Inventaire national des gaz à effet de serre, 1990-2001, Division des gaz à effet de serre.
- Environnement Canada. 2007. Bitumen-Oil Sands Extrapolation Model – Rev 3. Calgary (Alberta) : Clearstone Engineering Ltd.
- Hutchinson, J.J., P. Rochette, X. Vergé, D. Worth et R. Desjardins. 2007. Uncertainties in Methane and Nitrous Oxide Emissions Estimates from Canadian Agroecosystems Using Crystal Ball. Rapport préliminaire présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par la Direction générale de la recherche, Agriculture et Agroalimentaire Canada.
- ICF Consulting. 2004. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001. Rapport non publié. Contrat n° K-2362-3-0060. Présenté à Environnement Canada.
- ICF Consulting. 2005. Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001 – Supplementary Analysis. Rapport non publié. Contrat n° K2362-04-0121. Présenté à Environnement Canada.
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.html
- Marinier, M., K. Clark et C. Wagner-Riddle. 2004. Improving Estimates of Methane Emissions Associated with Animal Waste Management Systems in Canada by Adopting an IPCC Tier 2 Methodology. Rapport final présenté à la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par le Department of Land Resource Science. Université de Guelph, Guelph (Ontario).
- McCann, T.J. 1994. Uncertainties in Canada's 1990 Greenhouse Gas Emission Estimates: A Quantitative Assessment. Rapport non publié préparé par T.J. McCann and Associates pour la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada.

A9, Tableaux sur l'intensité des émissions du secteur de l'électricité

Association canadienne de l'énergie éolienne. L'industrie de l'énergie éolienne établit un record de croissance mondial en 2007. [révisé le 02/01/2008; consulté le 08/02/2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/media/release/release_f.php?newsId=4

[Association nucléaire canadienne, les faits nucléaires, 2007, disponible en ligne : http://www.cna.ca/french/facts.asp](http://www.cna.ca/french/facts.asp), 17 février 2009.

[Environnement Canada, Programme de déclaration des gaz à effet de serre, disponible en ligne : http://www.ghgreporting.gc.ca/ghg-ges/page2.aspx?lang=fr-CA](http://www.ghgreporting.gc.ca/ghg-ges/page2.aspx?lang=fr-CA), 9 février 2009.

[Ontario Power Generation. "It's All About Performance; Report on 2007 Performance". Volume 3 n° 1, Avril 2008.](#)

Statistique Canada. Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada (publication annuelle), n° 57-003-XIB.

Statistique Canada. Production, transport et distribution d'électricité (annuel), n° 57-202-XIB.

Statistique Canada, Production d'électricité, transport et distribution, trimestriel. Tableau CANSIM n° 127-0001.

A10, Analyse des tendances provinciales et territoriales

ACPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. Statistical Handbook. Disponible en ligne : <http://www.capp.ca/library/statistics/handbook/Pages/default.aspx> (en anglais seul.).

Alberta Finance and Enterprise. 2008. *Economic Outlook- 2007 in Review*. Edmonton (Alberta).

Association canadienne de l'énergie éolienne. 2008a. *Puissance installée actuelle au Canada*. [révisé le 29-01-2008; consulté le 08-02-2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/images/uploads/File/fiche_f_29_janv_08.pdf.

Association canadienne de l'énergie éolienne. 2008b. *Liste des parcs éoliens*. [révisé le 29-01-2008; consulté le 06-02-2008]. Disponible en ligne : http://www.canwea.ca/farms/wind-farms_f.php.

BC Hydro. 2008. Rapport annuel de 2007. Disponible en ligne : www.bchydro.com (en anglais seul.).

BC Stats. 2007. *Exports – October 2007*. BC Ministry of Labour and Citizens' Services.

BC Stats. 2008. *Exports – January 2008*. BC Ministry of Labour and Citizens' Services.

CASA. Clean Air Strategic Alliance. Flaring and Venting, consulté le 19 janvier 2009. http://www.casahome.org/?page_id=110 (en anglais seul.).

CBC News Online. 2006. *Indepth: Softwood Lumber Dispute*. [daté du 23 août 2006; consulté le 06-02-2008]. Disponible en ligne : http://www.cbc.ca/news/background/softwood_lumber/ (en anglais seul.).

REFERENCES

- CNSOPB. Canada-Nova-Scotia Offshore Petroleum Board. 2007. *2006-2007 Annual Report*. Halifax (Nouvelle-Écosse).
- Colombie-Britannique. Ministry of Advanced Education. 2006. *A Guide to the B.C. Economy and Labour Market*. Victoria (Colombie-Britannique).
- Colombie-Britannique. Ministry of Finance, 2007. *2007 British Columbia Financial and Economic Review – 67th Edition* (révisé le 18 octobre 2007). Victoria (Colombie-Britannique).
- Colombie-Britannique. Ministry of Energy, Mines and Petroleum Resources. 2009. Mineral Statistics. Disponible en ligne : <http://www.empr.gov.bc.ca/Mining/MineralStatistics/Pages/default.aspx> (en anglais seul.).
- EDC. Exportation et développement Canada. 2006. EDC salue la très bonne tenue des exportations du Nouveau-Brunswick. Communiqué. Disponible en ligne : http://edc.ca/french/docs/news/2006/mediaroom_10957.htm
- Emera. 2008. *2007 Annual Financial Report*. Halifax (Nouvelle-Écosse).
- [ERCB. Energy Resources Conservation Board. 2008. ST60B: Upstream Petroleum Industry Flaring and Venting Report: Industry Performance for the Year Ending December 31. Disponible en ligne : http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_308_265_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/publications_catalogue/publications_available/serial_publications/st60b.aspx](http://www.ercb.ca/portal/server.pt/gateway/PTARGS_0_0_308_265_0_43/http%3B/ercbContent/publishedcontent/publish/ercb_home/publications_catalogue/publications_available/serial_publications/st60b.aspx) (en anglais seul.).
- Finances Québec. 2006. *Plan budgétaire 2006-2007*. Québec.
- Groupe Énergie NB. 2007. Rapport annuel 2006–2007, Fredericton (Nouveau-Brunswick).
- Hydro Manitoba. 2007. *Régie de l'hydro-électricité du Manitoba – 56^e Rapport annuel*, exercice terminé le 31 mars 2007. Winnipeg (Manitoba).
- Île-du-Prince-Édouard. Department of the Provincial Treasury. 2007. *Thirty-third Annual Statistical Review 2006*. Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard).
- Île-du-Prince-Édouard. Department of the Provincial Treasury. 2008. *Thirty-fourth Annual Statistical Review 2007*. Charlottetown (Île-du-Prince-Édouard). Juin 2008.
- Maritime Electric. *Corporate Information*. [non daté; consulté le 19-02-2009]. Disponible en ligne : <http://www.maritimeelectric.com/corp.html> (en anglais seul.).
- NL Hydro. 2008. *2007 Annual Report*. St. John's (Terre-Neuve).
- Nouveau-Brunswick. Ministère des Finances. 2007. *L'économie au Nouveau-Brunswick 2007 – Rapport présenté à l'Assemblée législative*. Fredericton (Nouveau-Brunswick). Disponible en ligne : <http://www.gnb.ca/0024/index-f.asp>
- Nouveau-Brunswick. Ministère des Finances. 2008. *L'économie au Nouveau-Brunswick 2008 – Rapport présenté à l'Assemblée législative*. Fredericton (Nouveau-Brunswick). Disponible en ligne : <http://www.gnb.ca/0024/index-f.asp>.

- Nouvelle-Écosse. Department of Finance. 2006. *Nova Scotia Statistical Review 2006 – 24th Edition*. Halifax (Nouvelle-Écosse).
- Nouvelle-Écosse. Department of Finance. 2007. *Nova Scotia Fiscal Overview 2007*. Halifax (Nouvelle-Écosse).
- Nova Scotia Power. *About NSPI*. [non daté; consulté le 22 janvier 2009] Disponible en ligne : http://www.nspower.ca/about_nspi/generation/ (en anglais seul.).
- NWTPC. Northwest Territories Power Corporation. *Greenhouse Gas Report 2006/2007* [non daté; consulté le 22 janvier 2009]. Disponible en ligne : <http://www.ntpc.com> (en anglais seul.).
- Ontario Economic Development. *Ontario Facts*. [non daté; consulté le 29 avril 2008]. Disponible en ligne : <http://www.2ontario.com/facts/home.asp>.
- Saskatchewan Bureau of Statistics. 2007. *Economic Review 2006. Number Sixty*. Regina (Saskatchewan).
- Saskatchewan Bureau of Statistics. 2008. *Economic Review 2007 - Number Sixty-One*. Regina (Saskatchewan). Disponible en ligne : http://www.stats.gov.sk.ca/ec_rvw/2007Review.pdf (en anglais seul.).
- Saskatchewan Energy and Resources, *Mineral Resources of Saskatchewan*. [non daté; consulté le 26-02-2008]. Disponible en ligne : <http://www.er.gov.sk.ca/minerals> (en anglais seul.).
- SaskPower. 2008. *Annual Report 2007*. Disponible en ligne : www.saskpower.com. (en anglais seul.)
- Statistique Canada. 2007a. *L'Observateur économique canadien* (avril 2007). N° 11-010-XWB au catalogue.
- Statistique Canada. 2007b. *Transport et distribution de gaz naturel*. N° 57-205 au catalogue.
- Statistique Canada 2007c. *Recensement de l'agriculture de 2006*. N° 95-629 au catalogue. Disponible en ligne : <http://www.statcan.gc.ca/ca-ra2006/index-fra.htm>.
- Statistique Canada. 2008a. *L'Observateur économique canadien* (décembre 2008). N° 11-010-XWB au catalogue.
- Statistique Canada. 2008b. *Bulletin sur la disponibilité et écoulement d'énergie au Canada* (publication annuelle), n° 57-003-XIB au catalogue.
- Statistique Canada. 2008c. *Production, transport et distribution d'électricité*. N° 57-202-XIB au catalogue. Publication annuelle.
- Statistique Canada. 2008d. *Guide statistique de l'énergie*. N° 57-601-XIF au catalogue.
- Terre-Neuve-et-Labrador. Department of Finance. 2008. *The Economy 2008*. St. John's (Terre-Neuve). Disponible en ligne : <http://www.economics.gov.nl.ca> (en anglais seul.).
- TransCanada Corporation. 2008. *2007 Annual Report*. Calgary (Alberta). Disponible en ligne : <http://www.transcanada.com/> (en anglais seul.).

REFERENCES

Yukon. Department of Energy, Mines, and Resources. Yukon Oil and Gas Resource Assessments. [non daté; consulté le 27-02-2008]. Disponible en ligne : http://www.emr.gov.yk.ca/oilandgas/oilgas_resource_assessments.html (en anglais seul.).

Yukon Energy, 2001. The Winds of Change, The story of wind generation in the Yukon. Yukon Energy Corporation, Yukon Development Corporation. Whitehorse (Yukon), avril 2001. Disponible en ligne : <http://www.yukonenergy.ca> (en anglais seul.).

A12, Coefficients d'émission

ACPP. Association canadienne des producteurs pétroliers. 1999. CH₄ and VOC Emissions from the Canadian Upstream Oil and Gas Industry, volumes 1 et 2, préparé pour l'Association canadienne des producteurs pétroliers par Clearstone Engineering, Calgary (Alberta), Canada, n° 1999-0010.

AMEC Earth & Environmental. 2006. Identifying and Updating Industriel Process Activity Data in the Minerals Sector for the Canadian Greenhouse Gas Inventory. AMEC Earth & Environmental. Mars.

Association canadienne du ciment. 2006 Rapport 2006 sur la durabilité de l'industrie du ciment au Canada. Association canadienne du ciment, Ottawa (Ontario).

Barton, P. et J. Simpson. 1994. The effects of aged Catalysts and cold ambient temperatures on Nitrous Oxide Emissions. Division des émissions de sources mobiles (DESM), Environnement Canada, n° 94-21.

BioMer. Démonstration et évaluation du biodiésel pour les bateaux de croisière du Vieux-Port de Montréal et du lieu historique national du Canal-de-Lachine : rapport de fin de projet, Québec, BioMer, 2005. Rapport final.

Cheminfo Services. 2005. Improvements to Canada's Greenhouse Gas Emissions Inventory Related to Non-Energy Use of Hydrocarbon Products, Markham (Ontario) : Cheminfo Services Inc.

Cheminfo Services. 2006. Improvements and Updates to Certain Industrial Process and Solvent Use-Related Sections in Canada's Greenhouse Gas Inventory. Rapport final. Markham (Ontario) : Cheminfo Services. Septembre.

CIEEDAC. Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. 2003. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Sands Operations, Heavy Oil Upgrading 1990, 1994 to 2001, Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique). Mars.

CIEEDAC. Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. 2006. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Refineries 1990, 1994 to 2004, Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique). Mars.

CIEEDAC. Centre canadien de données et d'analyse de la consommation finale d'énergie dans l'industrie. 2006. A Review of Energy Consumption in Canadian Oil Refineries 1990, 1994 to 2006, Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique). Octobre

- Collis, G.A. 1992. Communication personnelle, Institut canadien des engrais, mars 1992.
- EPA. Environmental Protection Agency des États-Unis. 1985. Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources, AP-42, 4^e édition, Washington, D.C.
- EPA. Environmental Protection Agency des États-Unis 1996. Compilation of Air Pollutant Emission Factors, Vol. 1, Stationary Point and Area Sources, AP-42. 5^e édition, Washington, D.C.
- Gallant. 2006. Nitrous oxide and methane emission factors review for on-road vehicles. Rapport interne non publié. Environnement Canada.
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2000. Recommandations du GIEC en matière de bonnes pratiques et de gestion des incertitudes pour les inventaires nationaux, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Programme relatif aux inventaires nationaux de gaz à effet de serre. En ligne : http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/french/gpgaum_fr.htm/.
- GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2006. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre, Version révisée, Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/>
- GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économiques et Agence internationale de l'énergie. 1997. Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – Version révisée 1996. En ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.htm>.
- IAI. International Aluminum Institute. 2006. The Aluminum Sector Greenhouse Gas Protocol (Addendum to the WRI/WBCSD Greenhouse Gas Protocol). International Aluminum Institute. Octobre.
- ICF Consulting. 2004. Update of Methane and Nitrous Oxide Coefficients d'émission for On-Highway Vehicles. Préparé pour la U.S. Environmental Protection Agency par ICF Consulting (420-P-04-16).
- Jaques, A. 1992. Estimation des émissions de gaz provoquant l'effet de serre au Canada en 1990, Protection de l'environnement, Conservation et protection, Environnement Canada, rapport n° EPS 5/AP/4.
- McCann, T.J. 2000. 1998 Fossil Fuel and Derivative Factors, rapport préparé pour Environnement Canada par T.J. McCann and Associates Ltd. Mars.
- Nyboer, J. 2006. Communication personnelle, Université Simon Fraser, Burnaby (Colombie-Britannique), Canada.
- ORTECH Corporation. 1994. Inventory Methods Manual for Estimating Canadian Emissions of Greenhouse Gases. Rapport non publié préparé pour la Direction générale des affaires réglementaires et de l'intégration des programmes, Conservation et protection, Environnement Canada, n° 93-T61-P7013-FG.

REFERENCES

Radke, L.F., D.A. Hegg, P.V. Hobbs, J.D. Nance, J.H. Lyons, K.K. Laursen, R.E. Weiss, P.J. Riggan et D.E. Ward. 1991. Particulate and trace gas emissions from large biomass fires in North America, dans : J.S. Levine (Ed.) *Global Biomass Burning : Atmospheric Climatic and Biospheric Implications*, Massachusetts Institute of Technology, Cambridge, Massachusetts, É.-U.

Rosland, A. et M. Steen. 1990. *Klimgass-Regnshap for Norge*, Statens Forurensningstilsyn, Oslo, Norvège.

SGA Energy. 2000. *Emission factors and Uncertainties for CH₄ & N₂O from Fuel Combustion*, rapport non publié préparé pour la Division des gaz à effet de serre, Environnement Canada, par SGA Energy Limited. Août.

World Business Council for Sustainable Development. *CO₂ Accounting and Reporting Standard for the Cement Industry*. Version 2.0. Suisse. Juin 2005.

A13, Coefficients d'émission

ICF Consulting. 2004. *Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001*. Rapport non publié. Contract n° K-2362-3-0060. Préparé pour Environnement Canada.

ICF Consulting 2005. *Quantitative Assessment of Uncertainty in Canada's National GHG Inventory Estimates for 2001—Analyse complémentaire*. Rapport non publié Contract n° K-2362-04-0121. Préparé pour Environnement Canada.

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2001. *Bilan 2001 des changements climatiques Contribution du Groupe de travail n° 1 au troisième rapport d'évaluation du Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat*. Cambridge (UK): Cambridge University Press.

GIEC/OCDE/AIE. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat, Organisation de coopération et de développement économique et Agence internationale de l'énergie. 1997. *Lignes directrices du GIEC pour les inventaires nationaux de gaz à effet de serre – version révisée 1996*. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/french.html>

A14, Ozone et précurseurs d'aérosols

CCNUCC. *Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques*. 2006. *Directives FCCC actualisées pour la notification des inventaires annuels suite à l'incorporation des dispositions de la décision 14/CP.11*, 18 août 2006. FCCC/SBSTA/2006/9. Disponible en ligne : <http://unfccc.int/resource/docs/2006/sbsta/fre/09f.pdf>

A15, Informations supplémentaires requises au titre de l'article 7 du Protocole de Kyoto

GIEC. Groupe d'experts intergouvernemental sur l'évolution du climat. 2003. *Recommandations en matière de bonnes pratiques pour le secteur de l'utilisation des terres, changements d'affectation des terres et foresterie*. Programme du GIEC des inventaires nationaux de gaz à effet de serre. Disponible en ligne : <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gpplulucf/gpplulucf.htm>

Leckie D, D. Paradine, D. Hardman et S. Tinis. 2006. NIR 2006 Deforestation Area Estimation: Methods Summary. Rapport interne. Victoria (Colombie-Britannique). Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada. 13 p.

Service canadien des forêts. 2008. Survey of Insufficient Regeneration after Harvest to Meet Kyoto Protocol Forest Standards. Rapport interne. Victoria (Colombie-Britannique). Service canadien des forêts, Ressources naturelles Canada. 3 p.